

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.



Rapport du deuxième trimestre de 2011

POUR LA PÉRIODE CLOSE LE
30 JUIN 2011

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

COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(non audité)

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

		Trimestre clos le 30 juin 2011	Trimestre clos le 30 juin 2010	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	Notes	\$	\$	\$	\$
Produits			(Note 1.2.1)		(Note 1.2.1)
Produits opérationnels		43 845	25 355	64 661	39 353
Charges					
Frais opérationnels		5 682	3 791	9 469	6 080
Paieement fondé sur des actions		126	92	256	93
Frais généraux et administratifs		2 717	1 940	4 585	2 909
		8 525	5 823	14 310	9 082
Résultat opérationnel		35 320	19 532	50 351	30 271
Charges liées aux projets potentiels		702	752	1 009	762
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments		34 618	18 780	49 342	29 509
Charges financières	15	17 463	6 227	24 191	10 134
Coûts de transaction		452	–	1 563	5 330
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés		–	(555)	–	(555)
Autres (produits) charges, montant net		(317)	85	(479)	24
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments		17 020	13 023	24 067	14 576
Amortissement des immobilisations corporelles		8 378	5 399	13 781	8 511
Amortissement des immobilisations incorporelles		5 273	3 705	9 135	6 134
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés		10 907	14 102	1 373	16 142
Perte latente sur le capital des porteurs de parts		–	–	–	51 761
Charge liée à l'entente de redevances encourue lors de l'entente d'échange d'actions	6	–	–	–	983
(Profit net) perte nette de change latent(e)		(6)	49	(47)	4
Perte avant impôt sur le résultat et distributions		(7 532)	(10 232)	(175)	(68 959)
(Économie) charge d'impôt					
Exigible		97	(915)	(991)	(1 022)
Différé		(795)	(2 278)	1 920	(3 223)
		(698)	(3 193)	929	(4 245)
Perte nette avant les distributions déclarées aux porteurs de parts		(6 834)	(7 039)	(1 104)	(64 714)
Distributions déclarées aux porteurs de parts		–	–	–	7 238
Perte nette		(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :					
Propriétaires de la société mère		(6 478)	(6 990)	(503)	(71 897)
Participations ne donnant pas le contrôle		(356)	(49)	(601)	(55)
		(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en milliers)	10	80 326	59 533	69 987	51 461
Perte nette de base, par action	10	(0,09)	(0,12)	(0,04)	(1,26)
Nombre d'actions ordinaires en circulation, dilué (en milliers)	10	80 406	59 533	70 062	51 461
Perte nette diluée, par action	10	(0,09)	(0,12)	(0,04)	(1,26)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

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

	Trimestre clos le 30 juin 2011	Trimestre clos le 30 juin 2010	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
		(Note 1.2.1)		(Note 1.2.1)
Perte nette	(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)
Autres éléments du résultat global				
(Perte) profit de change latent(e) à la conversion d'une filiale étrangère autonome (impôt de néant)	(18)	190	(103)	58
Profit (perte) de change latent(e) sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome (impôt de néant)	19	(193)	104	(62)
	1	(3)	1	(4)
Résultat global	(6 833)	(7 042)	(1 103)	(71 956)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	(6 477)	(6 993)	(502)	(71 901)
Participations ne donnant pas le contrôle	(356)	(49)	(601)	(55)
	(6 833)	(7 042)	(1 103)	(71 956)

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

ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

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

		30 juin 2011	31 décembre 2010
	Notes	\$	\$
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		43 049	42 116
Liquidités et placements à court terme soumis(es) à restrictions		36 787	–
Débiteurs		31 160	14 685
Tranche à court terme des comptes de réserves		–	494
Actifs d'impôt		2 469	2 200
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés		1 647	1 679
Charges payées d'avance et autres		5 649	4 648
		120 761	65 822
Comptes de réserves			
Comptes de réserves		50 033	20 947
Immobilisations corporelles	7	1 081 645	612 310
Immobilisations incorporelles		436 373	210 838
Frais de développement liés aux projets		117 775	5 908
Instruments financiers dérivés		8 828	9 534
Actifs d'impôt différé		10 323	13 178
Goodwill		8 269	8 269
Autres actifs non courants		4 462	334
		1 838 469	947 140
Passif			
Passif courant			
Dividendes à verser aux actionnaires		12 848	10 064
Créditeurs et charges à payer		24 859	21 746
Tranche à court terme des instruments financiers dérivés		9 641	8 543
Tranche à court terme de la dette à long terme		15 050	9 259
Passifs d'impôt		2 018	2 164
		64 416	51 776
Retenues de garantie au titre de la construction		347	76
Instruments financiers dérivés		22 132	22 597
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme		29 479	–
Dette à long terme		852 755	349 431
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		2 442	2 384
Passifs d'impôt différé		137 565	82 641
Composante passif des débentures convertibles		79 411	79 334
Contrepartie conditionnelle		2 998	–
		1 191 545	588 239
Capitaux propres			
Capital des actions ordinaires	5, 9	1	5 720
Actions privilégiées de série A		82 589	82 589
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	9	656 087	453 793
Païement fondé sur des actions		1 184	928
Composante capitaux propres des débentures convertibles		1 340	1 340
Déficit		(211 471)	(188 295)
Cumul des autres éléments du résultat global		239	238
Capitaux propres attribuable aux propriétaires		529 969	356 313
Participations ne donnant pas le contrôle		116 955	2 588
Total des capitaux propres		646 924	358 901
		1 838 469	947 140

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

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DE LA VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

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

Semestre clos le 30 juin 2011

	Nombre d'actions ordinaires	Compte de capital des actions ordinaires	Actions privilégiées de série A	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux propriétaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres
	En milliers	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Solde au 1 ^{er} janvier 2011	59 533	5 720	82 589	453 793	928	1 340	(188 295)	238	356 313	2 588	358 901
Actions ordinaires émises le 4 avril 2011 (note 5) :											
– Émission publique	17 750	163 527							163 527	–	163 527
– Placement privé	3 999	39 018							39 018	–	39 018
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt futur de 2 236 \$)		(5 970)							(5 970)	–	(5 970)
Acquisition d'entreprise (note 5)									–	114 968	114 968
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 9)		(202 294)		202 294					–	–	–
Perte nette							(503)		(503)	(601)	(1 104)
Autres éléments du résultat global								1	1	–	1
Résultat global							(503)	1	(502)	(601)	(1 103)
Rémunération à base d'actions					256				256	–	256
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires							(20 418)		(20 418)	–	(20 418)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (y compris l'impôt de 130 \$)							(2 255)		(2 255)	–	(2 255)
Solde au 30 juin 2011	81 282	1	82 589	656 087	1 184	1 340	(211 471)	239	529 969	116 955	646 924

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

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DE LA VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

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

Semestre clos le 30 juin 2010

	Nombre d'actions ordinaires/de parts	Compte de capital des actions ordinaires/ des parts	Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	Paiement fondé sur des actions	Composante capitaux propres des débetures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux propriétaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Capitaux propres
	En milliers	\$	\$	\$	\$	\$		\$	\$	\$
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	–	–	–	–	–	(92 143)	73	(92 070)	–	(92 070)
Valeur du capital des porteurs de parts au moment de la conclusion de l'entente d'échange d'actions	29 404	322 296						322 296		322 296
Réduction du capital des porteurs de parts détenu par la Société et non converti en actions ordinaires	(4 724)	(57 165)						(57 165)		(57 165)
Ajustement au nombre de parts pour refléter le ratio de conversion de 1,46	11 353	–						–		–
Compte de capital des actionnaires ordinaires découlant des actions ordinaires de la Société déjà émises avant l'entente d'échange d'actions	23 500	193 399						193 399		193 399
Soldes comptabilisés au moment de la conversion (note 6)		983		497	1 340	–	–	2 820	2 656	5 476
Réduction du capital sur les actions ordinaires		(453 793)	453 793					–		–
Perte nette						(71 897)		(71 897)	(55)	(71 952)
Autres éléments du résultat global							(4)	(4)		(4)
Résultat global						(71 897)	(4)	(71 901)	(55)	(71 956)
Paiement fondé sur des actions				93				93		93
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires						(8 821)		(8 821)		(8 821)
Solde au 30 juin 2010	59 533	5 720	453 793	590	1 340	(172 861)	69	288 651	2 601	291 252

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

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

		Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	Notes	\$	\$
Activités opérationnelles			
Perte nette		(1 104)	(71 952)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissement des immobilisations corporelles		13 781	8 511
Amortissement des immobilisations incorporelles		9 135	6 134
Amortissement des frais de financement	15	103	632
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	15	58	251
Paiement fondé sur des actions		256	93
Intérêts compensatoires	15	4 765	–
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés		1 373	16 142
Perte latente sur le capital des porteurs de parts		–	51 761
Charge (économie) d'impôt différé		1 920	(3 223)
(Profit net) perte nette de change latent(e)		(47)	4
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	15	347	(37)
Charge liée à l'entente de royauté encourue lors de l'entente d'échange d'actions	6	–	983
Incidence de la variation des taux de change		(33)	29
Intérêt sur la dette à long terme et les débetures convertibles	15	18 918	9 288
Intérêt versé		(17 343)	(8 579)
Distributions déclarées aux porteurs de parts		–	7 238
Distributions versées aux porteurs de parts		–	(9 688)
Économie d'impôt exigible		(991)	(1 022)
Impôt sur le résultat payé		(209)	(2 109)
		30 929	4 456
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement lié à l'exploitation	12	(12 115)	(20 650)
		18 814	(16 194)
Activités de financement			
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(17 264)	–
Dividendes versés sur les actions privilégiées de série A		(2 495)	–
Augmentation de la dette à long terme		56 000	90 720
Remboursement de l'emprunt bancaire		–	(12 900)
Remboursement au titre de la dette à long terme		(17 924)	(121 238)
Paiement des frais de financement différés		(88)	(1 714)
Émission de capital-actions	5	155 321	–
		173 550	(45 132)

TABLEAUX CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

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

		Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	Notes	\$	\$
Activités d'investissement			
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	5, 6	4 943	88 394
Acquisitions d'entreprises	5	(160 844)	-
Ajouts aux immobilisations corporelles		(24 017)	(1 815)
Ajouts aux immobilisations incorporelles		(302)	(68)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(11 375)	(6 457)
Ajouts aux autres actifs non courants		(642)	(78)
Diminution des liquidités et des placements à court terme soumis(es) à restrictions		906	-
Fonds nets prélevés de la réserve pour nivellement		494	205
Fonds nets investis dans la réserve hydrologique/éolienne		(560)	(1 774)
Fonds nets prélevés des comptes de réserve pour réparations majeures		2	4
		(191 395)	78 411
Incidence de l'écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(36)	(25)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		933	17 060
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début		42 116	9 352
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin		43 049	26 412
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>			
Encaisse		12 017	8 850
Placements à court terme		31 032	17 562
		43 049	26 412

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 12.

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

En vertu de l'entente d'échange d'actions décrite à la note 6, 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 36 033 milliers d'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, le contrôle de l'entité regroupée a été transféré aux porteurs de parts du Fonds et le Fonds est considéré comme l'acquéreur sur le plan comptable, conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS »). Ce type d'échange est appelé « acquisition inversée ». Dans une situation d'acquisition 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 suite 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.

Avant l'entente d'échange d'actions, la Société administrait le Fonds et gérait Innergex Énergie, Fiducie d'exploitation (la « Fiducie d'exploitation »), une filiale en propriété exclusive du Fonds. La Fiducie d'exploitation détenait indirectement les actifs et les placements du Fonds. La Société fournissait également des services de gestion aux exploitants des installations du Fonds.

Après l'entente d'échange d'actions, le Fonds a distribué tous ses actifs et transféré tous ses passifs à la Société.

Les présents états financiers consolidés résumés ont été approuvés par le conseil d'administration le 10 août 2011.

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

Les présents états financiers ne comprennent pas toutes les informations à fournir en vertu des IFRS pour les états financiers annuels et, par conséquent, ils devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés audités et aux notes annexes du dernier rapport annuel de la Société. L'incidence de la transition des principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada aux IFRS était présentée aux notes 1 et 2 des états financiers consolidés résumés du 31 mars 2011.

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Principales filiales

Le tableau suivant présente de l'information sur les principales filiales de la Société au 30 juin 2011. Le siège social de toutes les filiales est situé au Canada, à l'exception du siège social de Horseshoe Bend Hydroelectric Company, qui est situé aux États-Unis.

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

1. Détenteur indivis d'une participation de 38 % dans les parcs éoliens de l'Anse-à-Valleau, de Baie-des-Sables, de Carleton, de Gros-Morne et de Montagne Sèche.

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

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

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1. PREMIÈRE ADOPTION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

1.1 Application d'IFRS 1

Les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice se clôturant le 31 décembre 2011 seront les premiers états financiers annuels préparés conformément aux IFRS. La Société a appliqué IFRS 1 dans le cadre de la préparation des présents états financiers trimestriels.

La date de transition de la Société est le 1^{er} janvier 2010, soit la date du début de l'exercice comparatif. La Société a préparé son état de la situation financière à cette date. La date de clôture des états financiers consolidés audités sera le 31 décembre 2011. La Société a adopté les IFRS le 1^{er} janvier 2011.

En vertu d'IFRS 1, les normes sont appliquées de façon rétrospective à la date de transition, et tous les ajustements apportés aux actifs et aux passifs sont portés au déficit, à moins que certaines exemptions ou exceptions soient appliquées. Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés, conformément à IFRS 1, la Société a décidé de se prévaloir des exemptions permises en ce qui a trait aux autres normes IFRS et des exceptions permises en ce qui a trait à l'application rétrospective des autres normes IFRS.

1.2 Rapprochement entre les IFRS et les PCGR du Canada

Les rapprochements suivants démontrent l'incidence de la transition aux IFRS :

- Compte de résultat et état du résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010 (note 1.2.1)
- Capitaux propres au 30 juin 2010 (note 1.2.2)

D'autres rapprochements étaient présentés aux notes 1 et 2 des états financiers consolidés résumés du 31 mars 2011.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.1 Rapprochement des comptes de résultat et des états du résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010

Comptes consolidés résumés de résultat	Trimestre clos le 30 juin 2010			
	PCGR du Canada	Incidence de la transition aux IFRS		IFRS
	\$	Notes	\$	\$
Produits				
Produits opérationnels	24 824	a)	531	25 355
Charges				
Frais opérationnels	3 290	a)	531	3 791
Paiement fondé sur des actions	75	b)	(30)	92
Frais généraux et administratifs	1 940	c)	17	1 940
	5 305		518	5 823
Résultat opérationnel	19 519		13	19 532
Charges liées aux projets potentiels	752			752
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	18 767		13	18 780
Charges financières	6 129	b)	98	6 227
Coûts de transaction	—		—	—
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés	(555)			(555)
Autres charges, montant net	85			85
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	13 108		(85)	13 023
Amortissement des immobilisations corporelles	5 114	e)	285	5 399
Amortissement des immobilisations incorporelles	3 415	f)	290	3 705
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	14 102			14 102
Perte nette de change latente	44	h)	5	49
Perte avant impôt sur le résultat	(9 567)		(665)	(10 232)
Économie d'impôt				
Exigible	(915)			(915)
Différé	(2 128)	i)	(150)	(2 278)
	(3 043)		(150)	(3 193)
Perte nette	(6 524)		(515)	(7 039)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	(6 524)		(466)	(6 990)
Participations ne donnant pas le contrôle	—		(49)	(49)
	(6 524)		(515)	(7 039)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.1 Rapprochement des comptes de résultat et des états du résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010 (suite)

États consolidés résumés du résultat global	Trimestre clos le 30 juin 2010			
	PCGR du Canada	Incidence de la transition des IFRS		IFRS
	\$	Notes	\$	\$
Perte nette	(6 524)		(515)	(7 039)
Autres éléments du résultat global				
Profit de change latent à la conversion d'une filiale étrangère autonome (impôt de néant)	195	k)	(5)	190
Perte de change latente sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome (impôt de néant)	(198)	k)	5	(193)
	(3)		–	(3)
Résultat global	(6 527)		(515)	(7 042)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	(6 527)		(466)	(6 993)
Participations ne donnant pas le contrôle	–		(49)	(49)
	(6 527)		(515)	(7 042)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.1 Rapprochement des comptes de résultat et des états du résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010 (suite)

Comptes consolidés résumés de résultat	Semestre clos le 30 juin 2010			
	PCGR du Canada	Incidence de la transition aux IFRS		IFRS
		\$	Notes	
Produits				
Produits opérationnels	38 375	a)	978	39 353
Charges				
Frais opérationnels	5 152	a)	978	
		b)	(50)	6 080
Paiement fondé sur des actions	77	c)	16	93
Frais généraux et administratifs	2 909			2 909
	8 138		944	9 082
Résultat opérationnel	30 237		34	30 271
Charges liées aux projets potentiels	762			762
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	29 475		34	29 509
Charges financières	9 883	b)	251	10 134
Coûts de transaction	–	d)	5 330	5 330
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés	(555)			(555)
Autres charges, montant net	24			24
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	20 123		(5 547)	14 576
Amortissement des immobilisations corporelles	8 050	e)	461	8 511
Amortissement des immobilisations incorporelles	6 016	f)	118	6 134
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	16 142			16 142
Perte latente sur le capital des porteurs de parts	–	g)	51 761	51 761
Charge liée à l'entente de royauté encourue lors de l'entente d'échange d'actions	983			983
Perte nette de change latente	2	h)	2	4
Perte avant impôt sur le résultat et distributions	(11 070)		(57 889)	(68 959)
Économie d'impôt				
Exigible	(1 022)			(1 022)
Différé	(3 025)	i)	(198)	(3 223)
	(4 047)		(198)	(4 245)
Perte nette avant les distributions déclarées aux porteurs de parts	(7 023)		(57 691)	(64 714)
Distributions déclarées aux porteurs de parts	–	j)	7 238	7 238
Perte nette	(7 023)		(64 929)	(71 952)
Perte nette attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	(7 023)		(64 874)	(71 897)
Participations ne donnant pas le contrôle	–		(55)	(55)
	(7 023)		(64 929)	(71 952)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.1 Rapprochement des comptes de résultat et des états du résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010 (suite)

États consolidés résumés du résultat global	Semestre clos le 30 juin 2010			
	PCGR du Canada	Incidence de la transition aux IFRS		IFRS
	\$	Notes	\$	\$
Perte nette	(7 023)		(64 929)	(71 952)
Autres éléments du résultat global				
Profit de change latent à la conversion d'une filiale étrangère autonome (impôt de néant)	60	k)	(2)	58
Perte de change latente sur la tranche désignée de la dette libellée en dollars américains utilisée comme couverture du placement dans une filiale étrangère autonome (impôt de néant)	(64)	k)	2	(62)
	(4)		–	(4)
Résultat global	(7 027)		(64 929)	(71 956)
Total du résultat global attribuable aux éléments suivants :				
Propriétaires de la société mère	(7 027)		(64 874)	(71 901)
Participations ne donnant pas le contrôle	–		(55)	(55)
	(7 027)		(64 929)	(71 956)

a) Programme écoÉnergie

En vertu d'IAS 18, le produit brut doit être présenté. La Société a droit à des subventions dans le cadre du programme écoÉnergie. Les subventions sont de l'ordre de 1 ¢ par kilowattheure produit à diverses installations, y compris les parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau, au cours des dix premières années suivant la mise en service commerciale de chaque installation. En vertu des 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 du programme écoÉnergie était compris dans les produits opérationnels des installations. Le montant brut des subventions obtenues dans le cadre du programme écoÉnergie est maintenant compris dans les produits opérationnels des installations, ce qui a donné lieu à une augmentation des produits opérationnels de 531 \$ et de 978 \$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement. Un ajustement correspondant est inclus dans les charges opérationnelles des installations pour tenir compte du transfert de 75 % à Hydro-Québec.

b) Charge de désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations

En vertu d'IAS 37, la charge de désactualisation de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être ajustée afin de refléter l'obligation en actualisant les flux de trésorerie futurs estimatifs à un taux approprié déterminé à la date du bilan et doit être comptabilisée à titre de charge financière. Les taux d'actualisation des flux de trésorerie ont été ajustés. Pour le trimestre clos le 30 juin 2010, cet ajustement a donné lieu à une augmentation de la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 68 \$, pour une charge totale de 98 \$. La charge de désactualisation de 30 \$ de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations comptabilisée en vertu des PCGR du Canada a été reclassée des charges opérationnelles aux charges financières. Pour le semestre clos le 30 juin 2010, l'ajustement du taux d'actualisation a donné lieu à une augmentation de la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 201 \$, pour une charge totale de 251 \$. La charge de désactualisation de 50 \$ de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations comptabilisée en vertu des PCGR du Canada a été transférée des charges opérationnelles aux charges financières.

c) Paiement fondé sur des actions

En vertu d'IFRS 2, les entités doivent traiter chaque acquisition comme une attribution distincte d'options sur actions car chacune d'elle est assortie d'une période d'acquisition des droits distincte. Ce traitement a donné lieu à une augmentation de 17 \$ et de 16 \$ de la charge au titre du paiement fondé sur des actions pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.1 Rapprochement des comptes de résultat et des états du résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010 (suite)

d) Coûts de transaction

En vertu d'IFRS 3, les coûts de transaction engagés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises doivent être passés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont engagés, tandis qu'ils étaient capitalisés en vertu du chapitre 1581 du *Manuel de l'ICCA*. Par conséquent, les coûts de transaction de 5 330 \$ pour le semestre clos le 30 juin 2010, engagés aux fins de l'entente d'échange d'actions décrite à la note 6, ont été passés en charges lorsqu'ils ont été engagés.

e) Amortissement des immobilisations corporelles

En vertu d'IAS 16, l'amortissement des immobilisations corporelles est ajusté pour refléter l'amortissement des principales composantes d'après leur durée d'utilité estimative respective. Cet ajustement a donné lieu à une augmentation de l'amortissement de 285 \$ et de 461 \$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement.

f) Amortissement des immobilisations incorporelles

La Société a réalisé un test de dépréciation le 1^{er} janvier 2010 et par conséquent, la valeur comptable des immobilisations incorporelles a été réduite. Cette réduction a donné lieu à une diminution de la charge d'amortissement de 172 \$ et de 344 \$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement.

En vertu d'IFRS 3, la date d'évaluation des instruments de capitaux propres émis diffère de la date d'évaluation en vertu du chapitre 1581 du *Manuel de l'ICCA* et les participations ne donnant pas le contrôle ont été évaluées selon leur part proportionnelle des actifs nets acquis au moment de la conclusion de l'accord d'échange d'actions. Ceci a donné lieu à une augmentation de la juste valeur des immobilisations incorporelles. La charge d'amortissement a augmenté de 462 \$.

Ces deux éléments ont donné lieu à un montant net dans la charge d'amortissement de 290 \$ et de 118 \$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement.

g) Perte latente sur le capital des porteurs de parts

En vertu d'IAS 32, le capital des porteurs de parts du Fonds est reclassé à titre de passif non courant et les variations de la juste valeur sont comptabilisées au compte consolidé de résultat. La perte latente du capital des porteurs de parts a été ajustée pour refléter l'augmentation de la juste valeur du capital des porteurs de parts de 51 761 \$ entre le 1^{er} janvier 2010 et le 29 mars 2010. À cette date, le capital des porteurs de parts a été acquis par la Société dans le cadre de l'entente d'échange d'actions, tel qu'il est décrit à la note 6.

h) Profit de change latent

Les ajustements apportés à la filiale étrangère en ce qui a trait à l'amortissement a donné lieu à un ajustement net de 5 \$ et de 2 \$ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement.

i) Charge d'impôt différé

L'augmentation de 150 \$ et de 198 \$ de l'impôt différé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010, respectivement, est attribuable aux ajustements apportés aux éléments indiqués dans le compte consolidé de résultat.

j) Distributions déclarées aux porteurs de parts

En vertu d'IAS 32, le capital des porteurs de parts est reclassé à titre de passif non courant. Par conséquent, les distributions déclarées aux porteurs de parts, d'un montant de 7 238 \$, ont été incluses dans la perte nette pour le semestre clos le 30 juin 2010 au lieu d'être comptabilisées à titre de distributions.

k) Résultat global

Les ajustements apportés à l'amortissement et aux charges d'impôt des filiales étrangères ont donné lieu à des ajustements au résultat global.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.2 Rapprochement des capitaux propres au 30 juin 2010

Capitaux propres	PCGR du	Incidence de la transition		IFRS
	Canada	Notes	aux IFRS	
	\$		\$	\$
Capital des actions ordinaires	1	c)	5 719	5 720
Surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires	420 627	b) c)	12 615 20 551	453 793
Paiement fondé sur des actions	574	i)	16	590
Composante capitaux propres des débentures convertibles	1 841	j)	(501)	1 340
Total du déficit	(143 356)	a) b) d) e) f) g) h) i) k)	55 (12 615) (2 499) (409) (12 184) (6 000) 4 165 (16) (2)	(172 861)
Total du cumul des autres éléments du résultat global	67	d) k)	1 1	69
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	279 754		8 897	288 651
Participations ne donnant pas le contrôle	–	a)	2 601	2 601
Total des capitaux propres	279 754		11 498	291 252

a) Participations ne donnant pas le contrôle

En vertu d'IFRS 3, pour chaque regroupement d'entreprises, à la date d'acquisition, l'acquéreur doit évaluer à la juste valeur les composantes des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et qui donnent à leurs détenteurs une quote-part de l'actif net de l'entité. Par conséquent, la Société a comptabilisé un montant de 2 656 \$ à titre de participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre de l'entente d'échange d'actions. Pour le semestre clos le 30 juin 2010, une perte de 55 \$ a été attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle. L'ajustement net au titre des participations ne donnant pas le contrôle se chiffre à 2 601 \$.

b) Capital des porteurs de parts

En vertu d'IAS 32, le capital des porteurs de parts est comptabilisé à titre d'instrument financier, à la juste valeur, et reclassé à titre de passif non courant. Au 1^{er} janvier 2010, le capital des porteurs de parts a été réduit de 309 681 \$. Au moment de la conclusion de l'entente d'échange d'actions, la juste valeur estimative du capital des porteurs de parts classé à titre de passif non courant se chiffrait à 322 296 \$ et a été reclassée dans le capital des actions ordinaires. Ce reclassement a donné lieu à un ajustement net totalisant 12 615 \$, lequel a ensuite été classé dans le surplus d'apport au moment de la réduction légale du capital déclaré d'un montant de 453 793 \$. Un montant correspondant de 12 615 \$ a été inscrit au déficit.

c) Capital des actions ordinaires

En vertu du chapitre 1581 du *Manuel de l'ICCA*, la date d'évaluation des participations émises par l'acquéreur correspond aux quelques jours précédant et suivant la date à laquelle les modalités de la transaction sont établies et annoncées. En vertu d'IFRS 3, la date d'évaluation des participations émises par l'acquéreur correspond à la date d'acquisition. La modification de la méthode a donné lieu à une augmentation de 26 270 \$ de la juste valeur des parts du Fonds qui auraient dû être émises pour que les porteurs de parts du Fonds conservent le même pourcentage de participation dans l'entité regroupée. Un montant de 5 719 \$ et de 20 551 \$ de cette augmentation est comptabilisé dans le capital des actionnaires ordinaires et le surplus d'apport, respectivement.

d) Immobilisations corporelles

En vertu d'IAS 16, le cumul de l'amortissement des immobilisations corporelles a été ajusté afin de refléter l'amortissement des principales composantes d'après leur durée d'utilité estimative respective. Le cumul de l'amortissement des immobilisations corporelles a été augmenté de 2 498 \$, ce qui a donné lieu à la diminution de la valeur comptable et à des ajustements correspondants au titre du total du déficit (2 499 \$) et du cumul des autres éléments du résultat global (1 \$).

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

1.2.2 Rapprochement des capitaux propres au 30 juin 2010 (suite)

e) Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En vertu d'IAS 37, la charge de désactualisation doit être ajustée afin de refléter l'obligation en actualisant les flux de trésorerie futurs estimatifs à un taux approprié déterminé à la date du bilan. Le taux d'actualisation des flux de trésorerie a été ajusté, ce qui a donné lieu à une augmentation de la charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de 409 \$.

f) Immobilisations incorporelles

La Société a réalisé un test de dépréciation le 1^{er} janvier 2010 et par conséquent, la valeur comptable des immobilisations incorporelles a été réduite d'un montant de 12 066 \$. Le test de dépréciation a donné lieu à une diminution de la charge d'amortissement d'un montant de 344 \$. L'ajustement net se chiffre à 11 722 \$.

En vertu d'IFRS 3, la date d'évaluation des instruments de capitaux propres émis diffère de la date d'évaluation en vertu du chapitre 1581 du *Manuel de l'ICCA* et les participations ne donnant pas le contrôle ont été évaluées selon leur part proportionnelle des actifs nets acquis au moment de la conclusion de l'accord d'échange d'actions, ce qui a donné lieu à une répartition du prix d'achat différente. La charge d'amortissement a augmenté de 462 \$, en raison de l'augmentation de l'affectation aux immobilisations incorporelles.

Ces deux éléments ont donné lieu à un montant net dans le déficit total de 12 184 \$.

g) Autres actifs non courants

En vertu d'IFRS 3, les coûts de transaction engagés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises doivent être passés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont engagés, tandis qu'ils étaient capitalisés en vertu du chapitre 1581 du *Manuel de l'ICCA*. Par conséquent, les coûts de transaction de 6 000 \$ engagés aux fins de l'entente d'échange d'actions de mars 2010 décrite à la note 6 ont été décomptabilisés et un montant correspondant a été porté au total du déficit.

h) Impôt différé

La majeure partie de la variation de l'impôt différé d'un montant de 4 165 \$ est attribuable aux ajustements apportés à la valeur comptable des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la dette à long terme et des débetures convertibles.

i) Paiement fondé sur des actions

En vertu d'IFRS 2, les entités doivent traiter chaque acquisition comme une attribution distincte d'options sur actions car chacune d'elle est assortie d'une période d'acquisition des droits distincte. Ce traitement a donné lieu à une augmentation de 16 \$ de la charge au titre du paiement fondé sur des actions et des montants correspondants dans le déficit total.

j) Composante capitaux propres des débetures convertibles

Les PCGR du Canada ne prévoient pas la comptabilisation des écarts temporaires entre la composante passif des débetures convertibles et la valeur fiscale sous-jacente à titre d'impôt différé. En vertu des IFRS, un impôt différé doit être constaté pour tenir compte de ces écarts temporaires. Par conséquent, la Société a comptabilisé un montant de 501 \$ au titre des passifs d'impôt différé et un montant correspondant dans la composante capitaux propres des débetures convertibles.

k) Perte (profit) de change latent(e)

Un ajustement net de 2 \$ au déficit et de 1 \$ au cumul des autres éléments du résultat global est attribuable aux ajustements apportés à la filiale étrangère relatifs à l'amortissement des immobilisations corporelles et à l'impôt différé.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

2. MODE DE PRÉSENTATION ET ÉNONCÉ DE CONFORMITÉ

Ces états financiers consolidés résumés ont été préparés au moyen des méthodes comptables conformes aux IFRS et selon IAS 34, *Information financière intermédiaire*. Les états financiers consolidés résumés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2011 étaient les premiers états financiers de la Société préparés conformément aux IFRS. Les présents états financiers consolidés résumés sont les deuxièmes états financiers intermédiaires consolidés résumés de la Société présentés selon les IFRS faisant partie de la période couverte par les premiers états financiers annuels se clôturant le 31 décembre 2011.

Avant 2011, la Société préparait ses états financiers annuels et intermédiaires consolidés selon les PCGR du Canada.

L'information fournie dans ce deuxième jeu d'états financiers intermédiaires consolidés résumés présentés selon les IFRS, dépasse les exigences minimales en vertu d'IAS 34. La Société a décidé de surpasser les exigences minimales afin de présenter ses méthodes comptables conformément aux IFRS et de présenter l'information supplémentaire requise en vertu des IFRS, laquelle souligne également les changements par rapport aux états financiers consolidés intermédiaires non audités du second trimestre de 2010 préparés selon les PCGR du Canada. En 2012 et par la suite, la Société pourrait ne pas présenter autant d'information dans ses états financiers consolidés résumés intermédiaires préparés selon les IFRS, puisque le lecteur pourra se fier aux états financiers annuels consolidés de 2011 qui seront préparés conformément aux IFRS.

Les normes en vigueur au 30 juin 2011 sont sujettes à changement et pourraient être touchées par des interprétations supplémentaires. Par conséquent, les méthodes comptables seront finalisées lorsque les premiers états financiers annuels en vertu des IFRS seront préparés pour l'exercice se clôturant le 31 décembre 2011.

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés résumés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de la filiale afin d'obtenir des avantages de ses activités. Les filiales sont entièrement consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession.

Coentreprises

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

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

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

Regroupements d'entreprises

Les acquisitions de filiales et d'entreprises sont comptabilisées selon la méthode d'acquisition. Le coût de chaque acquisition est évalué selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou pris en charge, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Les frais connexes à l'acquisition sont comptabilisés au compte de résultat à mesure qu'ils sont engagés. Le cas échéant, le coût de l'acquisition comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie conditionnelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle sont comptabilisées au titre du coût de l'acquisition lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de fin de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés comme actif ou passif sont comptabilisées en vertu des IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date du regroupement.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse disponible, les soldes bancaires et les placements liquides à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois, ainsi que les découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

Liquidités et placements à court terme soumis(es) à restrictions

La société détient des liquidités et des placements à court terme soumis(es) à restrictions pour assurer sa stabilité.

Actuellement, les liquidités et les placements à court terme soumis(es) à restrictions sont investis au comptant ou dans des placements à court terme d'une durée d'au plus trois mois.

Les conventions de crédit peuvent restreindre la disponibilité des fonds compris dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis(es) à restrictions.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Comptes de réserve

La Société détient trois types de compte de réserve destinés à assurer sa stabilité. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, qui est établi au début de la mise en service commercial d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques ou des régimes des vents, ou à d'autres événements imprévisibles. Il est prévu que les montants inscrits dans cette réserve varient d'un trimestre à l'autre selon la saisonnalité des flux de trésorerie. Le deuxième type de compte est le compte de réserve pour réparations majeures, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société. Enfin, le troisième correspond au compte de réserve pour nivellement qui a été établi afin de niveler la contribution monétaire provenant des centrales pour effectuer des distributions ou verser des dividendes.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou dans des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus trois mois et dans des obligations totalement garanties par des gouvernements.

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

Immobilisations corporelles

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

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

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout gain ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat net.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif admissible, soit un actif exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé ou vendu comme prévu, sont ajoutés au coût de cet actif jusqu'à ce que ce dernier soit pratiquement prêt pour son utilisation ou sa vente prévue.

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

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

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

Type d'immobilisations corporelles	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	De 2019 à 2079	De 15 à 75 ans
Parcs éoliens	De 2021 à 2033	De 15 à 25 ans

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Contrats de location

Les contrats de location pour lesquels le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et des avantages de propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location simple. Les paiements effectués aux termes de contrats de location simple (déduction faite de tout incitatif reçu du bailleur) sont imputés au résultat selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat de location.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles à durées d'utilité déterminées sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur.

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Elles sont comptabilisées au coût et l'amortissement débute lorsque l'installation connexe est prête à être utilisée comme prévu. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur une période allant de 11 à 40 ans se terminant à la date d'échéance des permis, licences ou accord relatifs à chaque installation. Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu. Les immobilisations incorporelles comprennent également des frais de garantie prolongée d'équipements éoliens; ces frais sont amortis sur la période de garantie de trois ans.

La durée d'utilité estimative et la méthode d'amortissement sont examinées à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et les variations sont comptabilisées de façon prospective.

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

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Années de fin de la période d'amortissement	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Installations hydroélectriques	De 2014 à 2050	De 11 à 40 ans
Parcs éoliens	De 2026 à 2028	De 19 à 20 ans
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 la mise en valeur d'emplacements pour des installations hydroélectriques ainsi que des parcs éoliens et solaires. Ces coûts sont virés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles lorsque débute la construction. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés et les coûts liés à un projet en cours de développement sont radiés dans l'exercice si le projet est abandonné. Les intérêts débiteurs sur le financement de l'acquisition et de la mise en valeur sont capitalisés dans les frais de développement liés aux projets.

Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles autres que le goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses immobilisations corporelles et incorporelles afin de déterminer s'il y a une indication que ces immobilisations ont subi une perte de valeur. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée afin de déterminer l'importance de la perte de valeur (le cas échéant). Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, la Société estime la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient. Lorsqu'un mode de répartition raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi répartis aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode de répartition raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année, et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient avoir subi une perte de valeur.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés à leur valeur actuelle au moyen d'un taux d'actualisation avant impôt qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques des actifs pour lesquels les flux de trésorerie futurs estimatifs n'ont pas été ajustés.

Si la valeur recouvrable estimative d'un actif (ou d'une unité génératrice de trésorerie) est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable de l'actif (ou de l'unité génératrice de trésorerie) est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif (ou de l'unité génératrice de trésorerie) est augmentée à hauteur de l'estimation révisée de sa valeur recouvrable, dans la mesure où cette valeur comptable augmentée n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée pour l'actif (ou l'unité génératrice de trésorerie) au cours d'exercices antérieurs. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent de la somme de contrepartie transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation antérieurement détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise (le cas échéant) sur le montant net de la valeur des actifs identifiables acquis à la date d'acquisition et des passifs repris. Si, à la suite de réévaluation, le montant net de la valeur des actifs identifiables acquis à la date d'acquisition et des passifs repris excède la somme de la contrepartie transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur de la participation antérieurement détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise (le cas échéant), l'excédent est immédiatement comptabilisé en résultat net à titre de gain lié à une acquisition à des conditions avantageuses.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des unités génératrices de trésorerie de la Société (ou groupes d'unités génératrices de trésorerie) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprise.

Une unité génératrice de trésorerie à laquelle une partie du goodwill a été attribué est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'unité pourrait avoir subi une perte de valeur. Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill de l'unité. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée directement en résultat net dans le compte consolidé de résultat. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut pas faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société

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

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées à titre de passif lorsque ces obligations sont engagées, et sont évaluées à la valeur actuelle des coûts prévus pour régler le passif, si une estimation raisonnable de ces coûts, qui sont actualisés, au taux avant imposition, en vigueur pour ce passif, peut être déterminée. Le passif est accru jusqu'à la date à laquelle il sera engagé et une charge correspondante est inscrite aux charges opérationnelles. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée chaque trimestre et les variations des estimations d'ordre temporelles ou relatives au montant des flux de trésorerie sont ajoutées ou déduites du coût des actifs connexes.

Instruments financiers

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

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

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

La Société a établi les classements suivants :

- La trésorerie et les équivalents de trésorerie, les liquidités et les placements à court terme soumis(es) à restrictions, la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus dans des comptes de réserve et les instruments financiers dérivés ont été classés comme détenus à des fins de transaction. Ces éléments sont évalués à la juste valeur; les profits ou pertes découlant de la réévaluation à la fin de chaque période sont comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat.

Le revenu de placement réalisé sur les actifs ou les passifs désignés comme étant détenus à des fins de transaction est inclus dans les autres produits et charges dans les comptes consolidés de résultat.

Les profits nets ou les pertes nettes sur les actifs ou les passifs classés comme étant détenus à des fins de transaction sont compris dans les comptes consolidés de résultat à titre de profit ou de perte sur instruments financiers dérivés. Ces profits nets ou pertes nettes ne comprennent pas le revenu de placement.

- Les débiteurs sont classés dans les prêts et créances et évalués au coût amorti.
- Les placements à court terme et les titres garantis par le gouvernement détenus dans les comptes de réserve sont classés comme actifs détenus jusqu'à l'échéance et comptabilisés au coût amorti.
- Les créditeurs et charges à payer, les dividendes à verser aux actionnaires, les retenues de garantie au titre de la construction, les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme, la dette à long terme et les débiteures convertibles sont classés dans la catégorie des autres passifs financiers et sont comptabilisés au coût amorti.
- La Société ne détient aucun actif financier disponible à la vente.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie de la juste valeur, comme suit :

Niveau 1 – évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur les marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques;

Niveau 2 – techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire, les prix) ou indirectement (c'est-à-dire, dérivés à partir des prix);

Niveau 3 – techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données du marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur.

Les actifs ou passifs financiers qui sont évalués à la juste valeur sont la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les liquidités et les placements à court terme soumis(es) à restrictions, et la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus dans des comptes de réserve qui sont classés au niveau 1, ainsi que les instruments financiers dérivés, qui sont classés au niveau 3 lorsqu'il s'agit de clauses au titre de l'inflation, et au niveau 2 lorsqu'il s'agit de swaps de taux d'intérêt.

Relations de couverture

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

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

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés selon la comptabilité d'exercice au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux contrats d'achat d'électricité conclus auprès des services d'électricité acquéreurs.

Aide publique

L'aide publique 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 hydroélectriques Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Lamont Creek, Upper Stave River et Umbata Falls et aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau au cours des dix premières années suivant la mise en service commercial de chaque installation. En vertu des accords d'achat d'électricité, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % de la subvention relative aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau. Le montant brut des subventions obtenues dans le cadre de l'initiative écoÉnergie est inclus dans les produits opérationnels et le transfert à Hydro-Québec de 75 % de la subvention relative aux parcs éoliens de Carleton, de Baie-des-Sables et de L'Anse-à-Valleau est inclus dans les charges opérationnelles.

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Paie ment fondé sur des actions

La Société évalue les attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge de rémunération est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options sur actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie au résultat sur la période d'acquisition des droits avec 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 comptabilisées et le surplus d'apport sont contrepassés. Lorsque les options sont exercées, le surplus d'apport correspondant et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital-actions.

Écart de change

La Société, ses filiales et ses coentreprises déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elle exerce ses activités. La monnaie fonctionnelle de la Société est le dollar canadien. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les opérations à l'étranger de la Société sont converties dans la monnaie de présentation de la Société, soit le dollar canadien, à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de conversion connexe est inclus aux autres éléments du résultat global et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés dans le résultat net lorsqu'une réduction de l'investissement net survient en raison d'une cession, d'une cession partielle ou d'une perte de contrôle.

La Société désigne une portion de sa dette libellée en dollars américains comme couverture de son placement dans son établissement à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. L'écart de conversion sur la portion de sa dette désignée comme couverture est inclus dans les autres éléments du résultat global et accumulé dans la réserve au titre de l'écart de change. L'écart lié à la tranche inefficace est comptabilisé immédiatement en résultat net. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulé dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat net de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société prépare une documentation en bonne et due forme concernant cette couverture. La Société détermine à chacun des trimestres si la relation de couverture permet de compenser efficacement l'écart de conversion sur son placement dans son établissement à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain.

Impôt sur le résultat

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat net, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu des impôts sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporelles lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporelles.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de l'exercice. Tous les montants relatifs aux actions et les montants par action présentés dans ce document ont été ajustés pour tenir compte du ratio de conversion de 1,46 action par part pour tous les exercices présentés.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions et la méthode de la conversion hypothétique 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 des débentures convertibles et de l'exercice présumé des options sur actions et des bons de souscription, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débentures convertibles ont été converties et que les options sur actions ou les bons de souscription en circulation ont été exercés et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au prix moyen de marché au cours de l'exercice.

Principales estimations et hypothèses

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours de la période considérée, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, l'impôt différé de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les dérivés. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions actuelles, la ligne de conduite que la direction prévoit adopter de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Jugements critiques

Juste valeur des instruments financiers

Certains instruments financiers, tels que les instruments financiers dérivés, sont comptabilisés dans l'état de la situation financière à la juste valeur, et les variations de celle-ci sont reflétées dans le compte de résultat. La juste valeur est estimée d'après les prix cotés publiés ou au moyen d'autres techniques d'évaluation.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Perte de valeur du goodwill

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la valeur recouvrable du goodwill au moyen des flux de trésorerie futurs actualisés ou d'autres méthodes d'évaluation. Ces estimations comprennent le taux de croissance présumé des flux de trésorerie futurs, le nombre d'années utilisé dans le modèle du calcul des flux de trésorerie et le taux d'actualisation.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

3. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur au moyen des flux de trésorerie futurs actualisés ou d'autres méthodes d'évaluation. Ces estimations comprennent le taux de croissance présumé des flux de trésorerie futurs, le nombre d'années utilisé dans le modèle du calcul des flux de trésorerie et le taux d'actualisation.

Impôt sur le résultat

Le calcul de l'impôt sur le résultat nécessite de faire preuve de jugement pour interpréter les règles et règlements fiscaux. Les déclarations de revenus de la Société sont également assujetties à des audits dont l'issue peut modifier le montant des actifs et des passifs d'impôt exigible et différé. La Société estime avoir établi des montants suffisants pour ce qui est des questions fiscales en cours, en fonction de l'information actuellement disponible. La direction doit exercer son jugement pour établir les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôt différé. En particulier, il lui faut faire preuve de discernement pour évaluer à quel moment surviendra le renversement des différences temporelles auxquelles les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôt différé, qui est limité au montant dont la réalisation est jugée plus probable qu'improbable, est estimé en tenant compte du moment, des sources et du niveau du bénéfice imposable futur.

4. MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES

IAS 1 – Présentation des autres éléments du résultat global

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de séparer les autres éléments du résultat global qui sont reclassés dans le résultat de ceux qui ne le sont pas. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} juillet 2012. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

IFRS 9 – Instruments financiers

La norme entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est permise.

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

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

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

La Société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

4. MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES (SUITE)

IFRS 10 – États financiers consolidés

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, qui fournit des directives supplémentaires pour déterminer si une entreprise détenue doit être consolidée. Les directives s'appliquent à toutes les entreprises détenues, y compris les entités ad hoc. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

IFRS 11 – Coentreprises

La norme IAS 31, *Participations dans des coentreprises*, a fait l'objet d'une révision par l'IASB et la nouvelle norme IFRS 11, *Joint Arrangements* a été publiée le 12 mai 2011. La date d'entrée en vigueur de la norme révisée est le 1^{er} janvier 2013. La norme IFRS 11 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 de l'état de la situation financière et du compte de résultat. Le résultat net et l'actif net devraient demeurer les mêmes selon la méthode de la mise en équivalence. Cependant, les soldes correspondant à chaque poste de l'état de la situation financière et du compte de résultat devraient être sensiblement différents.

Plusieurs participations dans des entreprises associées et des coentreprises sont consolidées dans la Société selon les IFRS. Ces participations sont soit consolidées en totalité, soit consolidées proportionnellement. Selon la norme révisée IFRS 11, certaines de ces participations pourraient devoir être comptabilisées au bilan comme des participations dont les résultats seraient inscrits comme quote-part du résultat net d'une entité sous influence notable. La Société n'a pas encore terminé sa révision de la nouvelle norme IFRS 11.

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

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 12, qui regroupe et modifie les obligations en matière d'informations à fournir comprises dans d'autres normes. La norme exige qu'une entreprise fournisse des informations sur ses filiales, ses accords conjoints, ses entreprises associées et ses entités structurées non consolidées. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, qui vise à fournir des directives détaillées pour les cas où les normes IFRS exigent que la juste valeur soit utilisée. La norme donne des directives sur l'évaluation de la juste valeur et impose des informations à fournir sur ces évaluations. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a) **Acquisition de Cloudworks Energy Inc.**

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

Le portefeuille d'actifs de Cloudworks comprend une participation de 50,01 % dans six centrales hydroélectriques au fil de l'eau d'une puissance installée brute combinée de 150 mégawatts (les « centrales en exploitation de Harrison »), la propriété exclusive de projets d'hydroélectricité au fil de l'eau de 76 mégawatts qui en sont au stade de développement et qui font l'objet de contrats d'achat d'électricité (CAÉ) d'une durée de 40 ans ainsi que la propriété exclusive de projets d'hydroélectricité au fil de l'eau qui en sont à différents stades de développement et dont la puissance installée potentielle se chiffre à plus de 800 mégawatts.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES (SUITE)

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

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

- i. Le produit net tiré de l'option de souscription et du placement privé a été déterminé comme suit :

	Souscriptions	Placement privé	Total
Actions émises (en milliers)	17 750	3 999	21 749
Prix des actions (en dollars par action)	9,35	9,7549	9,42
Valeur des actions émises	165 963	39 018	204 981
Frais d'émission			(8 206)
Paiement d'équivalent de dividende remboursé aux porteurs de souscriptions			(2 436)
Produit net			194 339

Une tranche de 188 687 \$ du produit net total de 194 339 \$ a été utilisée aux fins de l'acquisition de Cloudworks. Le solde a été utilisé par la Société pour accroître sa flexibilité financière, pour réduire sa dette et pour les besoins généraux de l'entreprise.

- ii. À la clôture de l'acquisition, la Société a acquis des titres de participation des actionnaires de Cloudworks, de sorte que celle-ci est devenue une propriété entièrement détenue par la Société, en contrepartie d'un montant en trésorerie de 143 589 \$ (soit un montant de 149 669 \$ provenant de l'émission d'actions, déduction faite du remboursement de l'emprunt bancaire de 6 080 \$), de l'émission de 3 999 milliers d'actions ordinaires de la Société aux actionnaires de Cloudworks pour un montant de 39 018 \$, et de certains paiements différés conditionnels déterminés en fonction du rendement du portefeuille d'actifs de Cloudworks
- iii. Le prix d'achat estimatif total a été calculé comme suit :

	\$
Prix d'achat versé aux vendeurs	188 687
Contrepartie conditionnelle	2 396
Total du prix d'achat	191 083

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES (SUITE)

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

	Répartition du prix d'achat
	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 942
Liquidités et placements à court terme soumis(es) à restrictions	37 693
Débiteurs	3 080
Charges payées d'avance et autres	211
Comptes de réserve	28 601
Immobilisations corporelles	438 541
Immobilisations incorporelles	225 573
Frais de développement liés aux projets	100 746
Actifs d'impôt différé	1 654
Autres actifs à long terme	2 936
Créditeurs et charges à payer	(12 810)
Tranche à court terme de la dette à long terme	(6 963)
Dette à long terme	(459 273)
Passifs d'impôt différé	(58 880)
Participations ne donnant pas le contrôle	(114 968)
Actif net acquis	191 083

Le prix d'achat et la répartition du prix d'achat estimatifs demeurent assujettis à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des frais de développement liés aux projets, de l'impôt différé, des participations ne donnant pas le contrôle et des ajustements conséquents.

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

- v. La convention d'achat d'actions prévoit une contrepartie conditionnelle potentielle consistant en des montants supplémentaires versés aux vendeurs en fonction du résultat sur une période de plus de 40 ans. La juste valeur de marché de la contrepartie conditionnelle à payer est estimée à 2 396 \$.

Les flux de trésorerie additionnels tirés de l'actif acquis devraient augmenter davantage les liquidités de la Société et sa capacité à financer le développement de projets futurs. En ajoutant les centrales hydroélectriques à faibles risques mises en service récemment à son portefeuille d'actifs, la Société estime qu'elle améliore la stabilité de ses flux de trésorerie et la durabilité de son dividende. En outre, l'opération devrait avoir un effet positif sur les flux de trésorerie disponibles par action lors de la mise en service de trois projets hydroélectriques au fil de l'eau en développement faisant l'objet de contrats d'achat d'électricité de 40 ans et ayant une puissance installée potentielle de 76 MW. De plus, grâce à l'opération, la Société accroît considérablement sa présence en Colombie-Britannique.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, les produits et la perte nette consolidés auraient été de 44 189 \$ et de 7 114 \$, respectivement, pour le trimestre clos le 30 juin 2011, et de 71 051 \$ et de 8 325 \$, respectivement, pour le semestre clos le 30 juin 2011.

Le montant des produits et de la perte nette de Cloudworks Energy Inc. depuis le 4 avril 2011 présenté dans le compte consolidé de résultat s'est chiffré à 16 157 \$ et à 827 \$ respectivement pour la période de 87 jours close le 30 juin 2011.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

5. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES (SUITE)

b) Acquisition du projet d'énergie solaire Stardale

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

L'énergie produite sera vendue en totalité à Ontario Power Authority, aux termes de contrats d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans.

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

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

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

	Répartition du prix d'achat
	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1
Débiteurs	59
Immobilisations corporelles	3 722
Immobilisations incorporelles	8 844
Autres actifs à long terme	600
Passifs d'impôt différé	(1 448)
	11 778

Le prix d'achat et la répartition du prix d'achat estimatifs demeurent assujettis à la finalisation de l'évaluation des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, de l'impôt différé et des ajustements conséquents.

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

La convention d'achat d'actions prévoit une contrepartie conditionnelle potentielle consistant en des montants supplémentaires versés aux vendeurs en fonction du résultat sur une période de 3 ans. La juste valeur de marché de la contrepartie conditionnelle à payer est estimée à 603 \$.

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

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, les produits et le résultat consolidés auraient été identiques pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 car le projet est en construction et les coûts sont capitalisés.

Le montant des produits et du résultat du projet d'énergie solaire Stardale depuis le 20 avril 2011 présenté dans le compte consolidé de résultat est de néant pour la période de 71 jours close le 30 juin 2011.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

6. ENTENTE D'ÉCHANGE D'ACTIONS

Le 29 mars 2010, la Société a acquis la totalité des participations 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 36 033 milliers d'actions ordinaires aux porteurs de parts du Fonds. 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. Par suite de la transaction, le contrôle de la Société est passé aux porteurs de parts du Fonds. Par conséquent, cette transaction a donné lieu à une acquisition inversée.

Par conséquent, sur le plan comptable, la Société doit être comptabilisée comme si elle constituait la continuation du Fonds, mais son capital social 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 d'entrée en vigueur de l'entente d'échange d'actions, tous les paiements aux porteurs de parts ont été faits sous forme de distributions. Après cette date, tous les paiements aux actionnaires prennent la forme de dividendes.

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

À la suite de l'entente d'échange d'actions, la Société a également comptabilisé un ajustement aux passifs d'impôt différé. Cet ajustement reflète l'incidence fiscale de la comptabilisation des actifs et passifs d'impôt différé afin de tenir compte des différences temporelles qui se sont résorbées ou réglées avant 2011 et qui n'étaient pas comptabilisées auparavant puisque, avant la transaction, il n'était pas prévu que le renversement de ces différences temporelles soit imposé au niveau du Fonds.

Pour le Fonds, les avantages prévus découlant de l'acquisition seront l'atteinte d'une ampleur beaucoup plus considérable et une solidité financière améliorée. Il tirera profit de flux de trésorerie internes importants ainsi que d'un meilleur accès aux marchés financiers. Une solidité financière améliorée devrait aussi réduire ses coûts de capital, faciliter et accélérer le développement de projets et améliorer son rendement sur les capitaux propres prévus.

L'acquisition de la Société est comptabilisée en vertu d'IFRS 3. La juste valeur de la contrepartie transférée 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 regroupée identique au pourcentage qu'ils détenaient dans le Fonds.

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

Parts qui auraient dû être émises (en milliers)	16 015
Prix moyen pondéré des parts du Fonds au moment de l'acquisition (en dollars par part)	12.08
Valeur des parts du Fonds qui auraient dû être émises	193 399 \$
Composante capitaux propres des débentures convertibles (déduction faite de l'impôt différé de 501 \$)	1 340
Juste valeur des options sur actions dont les droits ont été acquis	497
Total du prix d'achat	195 236 \$

En vertu des IFRS, les coûts de transaction liés à l'entente d'échange d'actions sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

6. ENTENTE D'ÉCHANGE D' ACTIONS (SUITE)

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

	\$
Trésorerie et équivalents de trésorerie	88 394
Débiteurs	4 082
Charges payées d'avance et autres	781
Comptes de réserves	4 163
Immobilisations corporelles	266 704
Immobilisations incorporelles	116 770
Placement dans le Fonds, une entité sous influence notable	57 165
Instruments financiers dérivés	903
Autres actifs à long terme	63
Passifs courants	(24 386)
Emprunt bancaire	(12 900)
Dette à long terme et charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	(214 637)
Passifs d'impôt différé, montant net	(9 347)
Débiteures convertibles	(79 222)
Autres passifs à long terme	(641)
Participations ne donnant pas le contrôle	(2 656)
Actif net acquis	195 236

La participation de 16,1 % que la Société détenait avant la transaction 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 tranche de l'avoir des porteurs de parts du Fonds que la Société ne détenait pas avant la transaction a été reclassée de l'avoir des porteurs de parts au capital social afin de refléter la prise de contrôle inversée de la Société par le Fonds.

Le capital social et le déficit de la Société ont été éliminés au moment de la consolidation du bilan puisque la transaction a été comptabilisée comme une prise de contrôle inversée de la Société par le Fonds.

Le 29 mars 2010, les 200 000 bons de souscription 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 également été ajustées à leur juste valeur de 497 \$. Le 29 août 2010, les bons de souscription sont arrivés à échéance.

Le 29 mars 2010, la Société a comptabilisé une charge liée à une entente de redevances engagée lors de l'entente d'échange d'actions de 983 \$ en raison de l'annulation réputée du contrat découlant du regroupement. En vertu des IFRS, 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, Limited Partnership, 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 considérée avoir été payée par l'émission d'actions.

Par suite de la prise de contrôle inversée, la Société et le Fonds ont été regroupés et refinancés. Il n'est pas possible d'isoler et d'établir le résultat de chacune des anciennes entités.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2010, les produits et la perte nette consolidés auraient été de 25 355 \$ et de 7 039 \$, respectivement, pour le trimestre clos le 30 juin 2010, et de 45 989 \$ et de 74 096 \$, respectivement, pour le semestre clos le 30 juin 2010.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installations en construction	Autres équipements	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Valeur comptable brute						
Au 1 ^{er} janvier 2011	70	447 777	197 456	31 148	1 917	678 368
Ajouts	–	241	204	40 298	236	40 979
Acquisitions d'entreprises	1 815	437 185	–	1 907	1 356	442 263
Cessions	–	–	–	–	–	–
Écarts de change, montant net	(2)	(160)	–	–	–	(162)
Au 30 juin 2011	1 883	885 043	197 660	73 353	3 509	1 161 448
Amortissement cumulé						
Au 1 ^{er} janvier 2011	–	(43 599)	(21 838)	–	(621)	(66 058)
Amortissement	–	(8 674)	(4 755)	–	(352)	(13 781)
Cessions	–	–	–	–	–	–
Écarts de change, montant net	–	36	–	–	–	36
Au 30 juin 2011	–	(52 237)	(26 593)	–	(973)	(79 803)
Valeur nette au 30 juin 2011	1 883	832 806	171 067	73 353	2 536	1 081 645

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

Les immobilisations corporelles comprennent les frais de financement incorporés de 1 244 \$ au 30 juin 2011 (607 \$ au 31 décembre 2010), engagés avant l'utilisation ou la vente prévue de l'actif.

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

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES (SUITE)

	Terrains	Installations hydroélectriques	Parcs éoliens	Installations en construction	Autres équipements	Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Valeur comptable brute						
Au 1 ^{er} janvier 2010	74	245 304	133 069	–	560	379 007
Ajouts	–	941	318	31 148	635	33 042
Acquisitions d'entreprises	–	201 831	64 069	–	803	266 703
Cessions	–	–	–	–	(80)	(80)
Écarts de change, montant net	(4)	(299)	–	–	(1)	(304)
Au 31 décembre 2010	70	447 777	197 456	31 148	1 917	678 368
Amortissement cumulé						
Au 1 ^{er} janvier 2010	–	(33 402)	(13 131)	–	(310)	(46 843)
Amortissement	–	(10 250)	(8 707)	–	(391)	(19 348)
Cessions	–	–	–	–	80	80
Écarts de change, montant net	–	53	–	–	–	53
Au 31 décembre 2010	–	(43 599)	(21 838)	–	(621)	(66 058)
Valeur nette au 31 décembre 2010	70	404 178	175 618	31 148	1 296	612 310

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

8. DETTE À LONG TERME

	30 juin 2011	31 décembre 2010
	\$	\$
Facilité d'exploitation		
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 2,77 %)	13 407	13 825
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 3,96 %)	19 800	–
Facilité de crédit de Baie-des-Sables		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 4,75 %)	300	–
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013 (taux de 3,95 %)	52 300	27 400
Emprunts à terme		
Emprunts destinés à l'achat de camions portant intérêt entre 0 % et 0,9 %, échéant en 2011 et 2012 (a)	93	–
Glen Miller, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013 (taux de 2,67 %)	14 000	14 500
Carleton, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013 (taux de 2,66 %)	47 546	49 083
Umbata Falls, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2014 (taux de 2,49 %)	24 120	24 348
Fitzsimmons Creek, emprunt pour la construction, taux variable (taux de 4,74 %)	22 505	22 551
Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe de 8,25 %, échéant en 2016	5 442	5 841
Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe à 6,88 %, échéant en 2024	50 000	50 000
Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2025 (taux de 2,82 %)	103 553	104 406
L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2026 (taux de 2,39 %)	46 815	47 891
Kwoiek Creek, emprunt à terme, taux fixe de 20 % durant la phase de développement et de 14 % durant la phase de construction et d'exploitation	150	150
Obligations		
Centrales en exploitation de Harrison, obligation à rendement réel échéant en 2049 (b)	226 188	–
Centrales en exploitation de Harrison, obligation à taux fixe échéant en 2049 (c)	216 433	–
Centrales en exploitation de Harrison, obligation à rendement réel échéant en 2049 (d)	26 271	–
	868 923	359 995
Frais de financement différés	(1 118)	(1 305)
	867 805	358 690
Tranche à court terme de la dette à long terme	(15 050)	(9 259)
Tranche à long terme	852 755	349 431

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

8. DETTE À LONG TERME (SUITE)

Dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks, les modifications suivantes ont été apportées à la dette à long terme depuis le rapport annuel de 2010 :

a) Emprunts destinés à l'achat de camions

Dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge des emprunts destinés à l'achat de camions pour un total de 110 \$. Ils sont garantis par les camions. Ces emprunts sont sans intérêts ou portent intérêt à un taux de 0,9 %. Ils arriveront à échéance en 2011 et 2012.

b) Obligation prioritaire à rendement réel

Dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge une obligation à rendement réel de 258 685 \$ portant intérêt à 2,96 % ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'indice d'ensemble des prix à la consommation (« IPC ») du Canada, non désaisonnalisé. L'obligation est remboursable par versements semestriels, les 1^{er} juin et 1^{er} décembre de chaque année. Elle arrive à échéance le 1^{er} juin 2049. Cette obligation a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 223 883 \$ au moment de l'acquisition de Cloudworks, pour un taux d'intérêt effectif de 4,04 %. Les versements semestriels se chiffrent à 5 790 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC. Le 1^{er} décembre 2031, les versements diminuent à 4 481 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'emprunt. Le remboursement du principal a commencé le 1^{er} juin 2011. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison provenant de l'acquisition de Cloudworks.

c) Obligation prioritaire à taux fixe

Dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge une obligation à taux fixe de 244 771 \$ portant intérêt à 5,56 %. Cette obligation a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 216 433 \$ au moment de l'acquisition de Cloudworks, pour un taux d'intérêt effectif de 6,66 %. L'obligation est remboursable les 1^{er} mars et 1^{er} septembre de chaque année. Elle arrive à échéance le 1^{er} septembre 2049. Les versements semestriels se chiffrent à 8 072 \$ jusqu'au 1^{er} septembre 2030. À cette date, les versements diminuent à 6 724 \$ jusqu'à l'échéance de l'emprunt. Le remboursement du principal a commencé le 1^{er} mars 2011. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison provenant de l'acquisition de Cloudworks.

d) Obligation subordonnée à rendement réel

Dans le cadre de l'acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge une obligation à rendement réel de 28 743 \$ portant intérêt à 4,27 % ajusté en fonction du taux d'inflation et d'intérêts compensatoires au titre de l'inflation. Cette obligation a été comptabilisée à sa juste valeur de marché de 25 810 \$ au moment de l'acquisition de Cloudworks, pour un taux d'intérêt effectif de 5,04 %. Ces deux ajustements liés à l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. L'obligation est remboursable par versements trimestriels, les 1^{er} mars, 1^{er} juin, 1^{er} septembre et 1^{er} décembre de chaque année. Elle arrive à échéance le 1^{er} septembre 2049. Les versements trimestriels se chiffrent à 291 \$ avant ajustement pour tenir compte de l'IPC, jusqu'au 1^{er} juin 2017. À cette date, les versements augmentent à 389 \$, avant ajustement de l'IPC, jusqu'à l'échéance de l'emprunt. Le remboursement du principal ne commence pas avant le 1^{er} juin 2017. L'obligation est garantie par les centrales en exploitation de Harrison provenant de l'acquisition de Cloudworks.

En outre, ces conventions de crédit prévoient le paiement d'intérêts spéciaux à chaque date de remboursement. Ces intérêts sont calculés à un taux annuel de 0,00311 % sur le solde du principal jusqu'au cinquième anniversaire de la convention, après quoi il passera à 0,000311 % par année jusqu'à l'échéance.

	Emprunt prioritaire à taux indexé	Emprunt prioritaire à taux fixe	Emprunt subordonné à taux indexé	Total
	\$	\$	\$	\$
Solde au 4 avril 2011	223 883	216 433	25 810	466 126
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	4 288	–	477	4 765
Remboursement du principal	(2 313)	–	–	(2 313)
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme	330	–	(16)	314
Solde au 30 juin 2011	226 188	216 433	26 271	468 892

L'augmentation des intérêts compensatoires est attribuable à la variation de l'IPC au cours de la période de référence.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

9. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

a) Réduction du compte de capital déclaré des actions ordinaires

Le 10 mai 2011, à l'occasion de l'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires de la Société, la résolution spéciale visant l'approbation de la réduction à 500 \$ du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution ne soit versé aux actionnaires, a été adoptée. Ceci a donné lieu à une diminution de 202 294 \$ du compte de capital des actionnaires et à une augmentation de 202 294 \$ du surplus d'apport découlant de la réduction du capital sur les actions ordinaires

b) Régime d'options d'achat d'actions

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

10. CALCUL DU RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES

Le résultat net de la Société est ajusté en fonction du dividende déclaré sur les actions privilégiées, de la façon suivante :

	Trimestre clos le 30 juin 2011	Trimestre clos le 30 juin 2010	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(6 478)	(6 990)	(503)	(71 897)
Ajouter :				
Distributions déclarées aux anciens porteurs de parts a)	–	–	–	7 238
Déduire :				
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (impôts compris)	(1 127)	–	(2 255)	–
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(7 605)	(6 990)	(2 758)	(64 659)
Nombre moyen pondéré d'actions/de parts (compte tenu du ratio de conversion de 1,46) en circulation (en milliers)	80 326	59 533	69 987	51 461
Perte nette de base par action (en \$)	(0,09)	(0,12)	(0,04)	(1,26)
Nombre moyen pondéré d'actions/de parts (compte tenu du ratio de conversion de 1,46) en circulation (en milliers)	80 326	59 533	69 987	51 461
Incidence des options sur actions dilutives (en milliers) b)	80	–	75	–
Nombre moyen pondéré dilué d'actions/de parts (compte tenu du ratio de conversion de 1,46) en circulation (en milliers)	80 406	59 533	70 062	51 461
Perte nette diluée par action (en \$) c)	(0,09)	(0,12)	(0,04)	(1,26)

a) Pour le semestre clos le 30 juin 2010, la perte nette par action a été calculée au moyen d'une perte nette ajustée. Les distributions aux porteurs de parts ont été reclassées et exclues de la perte nette pour calculer la perte nette par action afin que le calcul soit conforme à celui de l'exercice courant.

b) Au cours de la période considérée par les états financiers, 1 034 000 options sur actions (1 889 000 au 30 juin 2010), aucun bon de souscription (200 000 au 30 juin 2010) et 7 558 684 actions susceptibles d'être émises à la conversion de débentures convertibles (7 558 684 au 30 juin 2010) ont été exclues du calcul du nombre moyen pondéré dilué d'actions/de parts en circulation.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

10. CALCUL DU RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES (SUITE)

- c) Au cours de la période considérée par les états financiers, la totalité des débetures convertibles émises ainsi que 1 034 000 des 1 842 024 options sur actions et les bons de souscription ont été exclus du calcul du résultat net dilué par action, car leur prix d'exercice était supérieur au cours de marché moyen des actions ordinaires au cours de la période. En outre, 808 024 options sur actions ont été exclues du calcul de la perte nette diluée par action puisqu'elles étaient anti-dilutives en raison de la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires.

11. DIVIDENDES

a) Dividendes sur les actions privilégiées de série A

Le 7 juin 2011, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par action privilégiée de série A, versé le 15 juillet 2011 aux porteurs d'actions privilégiées de série A inscrits à la fermeture des bureaux, le 30 juin 2011.

b) Dividendes sur les actions ordinaires

Le 7 juin 2011, la Société a déclaré un dividende de 0,145 \$ par action ordinaire, versé le 15 juillet 2011 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux, le 30 juin 2011.

12. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Variation des éléments sans effet de trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	\$	\$
Débiteurs	(11 646)	(3 460)
Charges payées d'avance et autres	(2 653)	(295)
Créditeurs et charges à payer	2 184	(16 895)
	(12 115)	(20 650)
<i>Renseignements supplémentaires</i>		
Intérêts versés (y compris les intérêts incorporés à l'actif)	18 163	8 724
<i>Transactions sans effet de trésorerie</i>		
Augmentation des immobilisations corporelles impayées	16 675	3 485
(Diminution) augmentation des frais de développement liés aux projets impayés	(145)	48
Diminution des immobilisations incorporelles impayées	(5)	–
Diminution des actifs à long terme impayés	(50)	–
Diminution des frais de financement impayés	4	–

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

13. RÉMUNÉRATION DES PRINCIPAUX MEMBRES DE LA DIRECTION

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

	Trimestre clos le 30 juin 2011	Trimestre clos le 30 juin 2010	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Salaires et avantages à court terme	1 220	689	2 000	710
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	123	149	284	360
Indemnités de fin de contrat de travail	147	443	147	443
Paieement fondé sur des actions	126	92	256	93
	1 616	1 373	2 687	1 606

14. AVANTAGES DU PERSONNEL

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société au titre des avantages du personnel. Ces charges ont été comptabilisées de la façon suivante :

	Trimestre clos le 30 juin 2011	Trimestre clos le 30 juin 2010	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Frais opérationnels	686	441	1 046	744
Paieement fondé sur des actions	126	92	256	93
Frais généraux et administratifs	1 406	1 105	2 403	1 232
Charges liées aux projets potentiels	647	524	890	524
Coûts de transaction	152	–	635	220
Incorporées aux immobilisations corporelles	312	246	667	246
Incorporées aux frais de développement liés aux projets	586	145	946	145
	3 915	2 553	6 843	3 204

15. CHARGES FINANCIÈRES

	Trimestre clos le 30 juin 2011	Trimestre clos le 30 juin 2010	Semestre clos le 30 juin 2011	Semestre clos le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Intérêt sur la dette à long terme et les débetures convertibles	12 184	6 068	18 918	9 288
Intérêts compensatoires	4 765	–	4 765	–
Amortissement des frais de financement	50	61	103	632
Charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	133	98	58	251
Amortissement de la réévaluation de la dette à long terme et des débetures convertibles	331	–	347	(37)
	17 463	6 227	24 191	10 134

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

La Société possède 19 installations hydroélectriques et trois parcs éoliens au Canada, et une installation hydroélectrique aux États-Unis. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, les produits opérationnels générés par l'installation hydroélectrique de Horseshoe Bend, aux États-Unis, ont totalisé 805 \$ et 1 167 \$, respectivement (873 \$ et 1 101 \$ en 2010), soit un apport de 1,8 % aux produits opérationnels consolidés de la Société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (3,4 % et 2,8 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010).

Clients majeurs

Un client majeur est un client externe dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié deux clients majeurs, auprès desquels ses ventes sont les suivantes :

Client majeur	Secteur	Trimestre	Trimestre	Semestre	Semestre
		clos le	clos le	clos le	clos le
		30 juin 2011	30 juin 2010	30 juin 2011	30 juin 2010
		\$	\$		
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	14 611	13 265	29 578	25 122
British Columbia Hydro and Power authority	Production hydroélectrique	23 636	8 136	25 456	8 645
		38 247	21 401	55 034	33 767

Secteurs isolables

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

Par l'intermédiaire des secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne, la Société vend l'électricité produite par ses installations hydroélectriques et ses parcs éoliens à des sociétés de services publics. Par l'intermédiaire du secteur de l'aménagement des emplacements, elle analyse les emplacements potentiels et aménage des installations hydroélectriques, des parcs éoliens et des installations solaires photovoltaïques jusqu'au stade de la mise en service.

Les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales méthodes comptables. La Société évalue le rendement en fonction du résultat avant intérêts, impôt sur le résultat, 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 de la production éolienne sont comptabilisées au coût.

Les activités des secteurs isolables de la Société sont effectuées par des équipes distinctes, car chaque secteur nécessite des compétences particulières.

Le secteur Aménagement des emplacements n'existait pas avant la conclusion de l'entente d'échange d'actions qui a eu lieu le 29 mars 2010, car le Fonds exerçait uniquement des activités d'exploitation.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

Secteurs isolables	Trimestre clos le 30 juin 2011			Total
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	
	\$	\$	\$	
Produits opérationnels	37 395	6 450	–	43 845
Charges :				
Frais opérationnels	4 517	1 165	–	5 682
Paiement fondé sur des actions	63	21	42	126
Frais généraux et administratifs	1 155	401	1 161	2 717
Charges liées aux projets potentiels	–	–	702	702
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	31 660	4 863	(1 905)	34 618
Charges financières				17 463
Coûts de transaction				452
Autres produits, montant net				(317)
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments				17 020
Amortissement des immobilisations corporelles				8 378
Amortissement des immobilisations incorporelles				5 273
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				10 907
Profit net de change latent				(6)
Perte avant impôt sur le résultat				(7 532)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

Secteurs isolables	Trimestre clos le 30 juin 2010			Total
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	
	\$	\$	\$	
Produits opérationnels	19 168	6 187	–	25 355
Charges :				
Frais opérationnels	2 616	1 175	–	3 791
Paiement fondé sur des actions	45	17	30	92
Frais généraux et administratifs	822	468	650	1 940
Charges liées aux projets potentiels	–	–	752	752
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	15 685	4 527	(1 432)	18 780
Charges financières				6 227
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés				(555)
Autres charges, montant net				85
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments				13 023
Amortissement des immobilisations corporelles				5 399
Amortissement des immobilisations incorporelles				3 705
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				14 102
Perte nette de change latente				49
Perte avant impôt sur le résultat				(10 232)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

Secteurs isolables	Semestre clos le 30 juin 2011			
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Produits opérationnels	49 223	15 438	–	64 661
Charges :				
Frais opérationnels	6 898	2 571	–	9 469
Paiement fondé sur des actions	113	51	92	256
Frais généraux et administratifs	1 951	905	1 729	4 585
Charges liées aux projets potentiels	–	–	1 009	1 009
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	40 261	11 911	(2 830)	49 342
Charges financières				24 191
Coûts de transaction				1 563
Autres produits, montant net				(479)
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments				24 067
Amortissement des immobilisations corporelles				13 781
Amortissement des immobilisations incorporelles				9 135
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				1 373
Profit net de change latent				(47)
Perte avant impôt sur le résultat				(175)

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

16. INFORMATION SECTORIELLE (SUITE)

Secteurs isolables	Semestre clos le 30 juin 2010			
	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Produits opérationnels	28 013	11 340	–	39 353
Charges :				
Frais opérationnels	3 992	2 088	–	6 080
Paiement fondé sur des actions	45	17	31	93
Frais généraux et administratifs	1 430	695	784	2 909
Charges liées aux projets potentiels	–	–	762	762
Résultat avant intérêt, impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments	22 546	8 540	(1 577)	29 509
Charges financières				10 134
Coûts de transaction				5 330
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés				(555)
Autres charges, montant net				24
Résultat avant impôt sur le résultat, amortissement et autres éléments				14 576
Amortissement des immobilisations corporelles				8 511
Amortissement des immobilisations incorporelles				6 134
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés				16 142
Perte latente sur le capital des porteurs de parts				51 761
Charge liée à l'entente de redevances encourue lors de l'entente d'échange d'actions				983
Perte nette de change latente				4
Perte avant impôt sur le résultat et distributions				(68 959)
Au 30 juin 2011				
Total de l'actif	1 329 814	248 525	260 130	1 838 469
Au 31 décembre 2010				
Total de l'actif	600 007	264 449	82 684	947 140

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

17. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

a) **Financement du projet d'énergie solaire Stardale**

Le 28 juillet 2011, la Société a annoncé qu'elle a conclu une convention de prêt pour la construction et le financement par emprunt à long terme du projet d'énergie solaire Stardale composé d'un prêt à terme sans recours de 111 700 \$ et d'une lettre de facilité de crédit de 5 600 \$. La convention de prêt est valide pour la période de la construction et pour une durée de 18 ans après la conversion du prêt de construction en prêt à terme.

b) **Refinancement de facilités de crédit d'exploitation**

Le 9 août 2011, la Société a annoncé qu'elle avait finalisé le refinancement de sa facilité de crédit renouvelable de 170 000 \$ composée d'une facilité de crédit renouvelable de 117 400 \$ (la « Facilité de crédit d'exploitation ») et d'une facilité de crédit renouvelable de 52 600 \$ (la « Facilité de crédit BDS ») avec une nouvelle facilité de crédit renouvelable de cinq ans d'un montant de 350 000 \$. Aux termes de cette nouvelle facilité de crédit, la facilité de crédit d'exploitation a augmenté à 222 400 \$, la facilité de crédit de BDS est restée identique à 52 600 \$ et une nouvelle facilité de crédit renouvelable de 75 000 \$ a été ajoutée (la « Facilité de crédit de construction »). Outre cette augmentation de disponibilité, la Société bénéficiera de modalités plus intéressantes.

c) **Dividendes sur les actions privilégiées de série A**

Le 10 août 2011, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par action privilégiée de série A, qui sera versé le 17 octobre 2011 aux porteurs d'actions privilégiées de série A inscrits à la fermeture des bureaux, le 30 septembre 2011.

d) **Dividendes sur les actions ordinaires**

Le 10 août 2011, la Société a déclaré un dividende de 0,145 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 17 octobre 2011 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des bureaux, le 30 septembre 2011.

RAPPORT DE GESTION

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

Ce rapport de gestion a été établi en date du 10 août 2011.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats opérationnels 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 2011.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés résumés non audités et les notes y afférentes pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011 et avec le rapport annuel 2010 d'Innergex. **Les états financiers et les rapports de gestion pour les périodes terminées en 2010 ou avant ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Les états financiers trimestriels consolidés contenus dans le présent rapport de gestion et les notes y afférentes pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2011 ont été préparés conformément aux normes internationales d'information financière (« IFRS »).**

Les chiffres comparatifs au 30 juin 2010 et au 31 décembre 2010 ont été redressés en conformité avec les IFRS et sont présentés comme tels dans les états financiers consolidés résumés intermédiaires. Une analyse plus détaillée de l'incidence de la conversion des PCGR du Canada aux IFRS figure à la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion. Les incidences de la transition des PCGR du Canada aux IFRS pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2010 sont également présentées à la note 1 afférente aux états financiers consolidés résumés intermédiaires du deuxième trimestre de 2011.

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.

ÉTABLISSEMENT ET MAINTIEN DES CIIF ET DES CPCI

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

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

Conformément au *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs*, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière et vice-président principal de la Société ont attesté a) qu'il n'y avait aucune faiblesse importante à l'égard des CPCI et des CIIF pour la période de trois mois terminée le 30 juin 2011, b) qu'ils ont limité l'étendue de la conception par la Société des CPCI et des CIIF afin d'exclure les contrôles, les politiques et les procédures de toute entreprise acquise par l'émetteur moins de 365 jours avant la fin de l'exercice et c) qu'il n'y a eu aucune modification apportée aux CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur les CIIF de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

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, le régime de vent et l'ensoleillement; les retards dans un développement de projet, l'incertitude relative au développement de nouvelles installations de production d'énergie; l'incertitude quant à la quantité d'énergie que les installations en exploitation actuelles ou futures peuvent générer; la défaillance de l'équipement; les fluctuations des taux d'intérêt et le refinancement de la dette; les restrictions contractuelles dans les instruments régissant la dette actuelle et future; les pénalités en cas de défaut aux termes de certains contrats d'achat d'électricité; la capacité de maintenir en fonction du personnel, notamment de direction, compétent; l'exécution des obligations des tiers fournisseurs; la dépendance envers les principaux clients; les relations avec les collectivités dans lesquelles se trouvent les projets ou installations et avec les partenaires de coentreprises; l'approvisionnement en éoliennes; l'obtention de permis; les modifications apportées aux exigences réglementaires gouvernementales et à la législation applicable; l'obtention de nouveaux contrats d'achat d'électricité; l'obtention des terrains nécessaires aux fins des projets; la dépendance aux contrats d'achat d'électricité et aux réseaux de transport; les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et des terrains; la sécurité des barrages; la santé, la sécurité et les risques environnementaux; les catastrophes naturelles; les fluctuations du cours du change et les garanties d'assurance suffisantes. Bien que la Société estime que les attentes suscitées par ces énoncés prospectifs sont basées sur des fondements et des hypothèses valables et raisonnables, il existe un risque que ces énoncés prospectifs se révèlent inexacts. Les lecteurs du présent rapport de gestion sont ainsi mis en garde de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs, qu'ils soient écrits ou verbaux, imputables à la Société ou à une personne qui agit en son nom, sont expressément présentés sous réserve de ces avertissements. Les énoncés prospectifs aux présentes sont faits à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à les mettre à jour ni à les réviser pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

RAPPORT DE GESTION

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

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 d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire photovoltaïque qui bénéficient de faibles frais opérationnels et de gestion et de technologies simples et éprouvées. L'équipe de direction de la Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, 15 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 548 mégawatts (« MW »). La Société est notée BBB- par Standard and Poor's Rating Services (« S&P ») et BBB (faible) par DBRS Limited (« DBRS »).

Acquisition de Cloudworks Energy Inc.

Le 4 avril 2011, Innergex a annoncé qu'elle avait conclu l'acquisition de la totalité des actions émises et en circulation de Cloudworks Energy Inc. (« Cloudworks ») (l'« Acquisition de Cloudworks »). Le portefeuille d'actifs de Cloudworks est composé d'une participation de 50,01 % dans six centrales hydroélectriques au fil de l'eau (les « Centrales en exploitation de Harrison ») ayant une puissance installée brute totalisant 150 MW; de l'entière propriété de projets hydroélectriques au fil de l'eau au stade de développement, totalisant 75,6 MW, et faisant l'objet de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») de 40 ans; et de l'entière propriété de projets hydroélectriques au fil de l'eau à divers stades de développement, dont la puissance installée potentielle totale est de plus de 800 MW. Les actifs de Cloudworks ont augmenté la puissance installée de la Société de 23 % (la faisant passer de 325,5 MW à 400,5 MW). L'Acquisition de Cloudworks, compte tenu des Projets en développement, a fait augmenter l'échéance restante moyenne pondérée des CAÉ d'Innergex de 21 à 25 ans.

Toute l'énergie produite par les centrales en exploitation est vendue à British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») aux termes de CAÉ de 40 ans. Le prix moyen de l'électricité achetée des centrales en exploitation en vertu des CAÉ est ajusté annuellement en fonction d'un pourcentage de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») d'ensemble pour le Canada. Les Centrales en exploitation de Harrison devraient dégager environ 47 M\$ de produits opérationnels par année (fondés sur une participation de 100 %). Pour les dix premières années d'exploitation, les Centrales en exploitation de Harrison sont admissibles à l'Initiative écoÉNERGIE du gouvernement fédéral qui génère 10 \$ supplémentaires par mégawattheure (« MWh ») produit, jusqu'à un maximum d'environ 6 M\$ par année.

Conformément aux IFRS, les résultats pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011 tiennent compte de l'apport de Cloudworks depuis le 5 avril 2011.

Pour de plus amples renseignements au sujet de l'Acquisition de Cloudworks, veuillez consulter le prospectus simplifié du 25 février 2011 (le « Prospectus ») disponible sur le site Web d'Innergex (www.innergex.com) ou sur SEDAR (www.sedar.com).

Acquisition du projet solaire Stardale

Le 20 avril 2011, Innergex a annoncé qu'elle avait conclu l'acquisition de toutes les actions émises et en circulation de l'entité propriétaire des droits de développement du projet solaire photovoltaïque (« PV ») Stardale de 33,2 MW_{DC} (le « Projet Stardale »), situé en Ontario.

La construction du Projet Stardale a débuté en novembre 2010 et son achèvement est prévu pour le premier trimestre de 2012. Le Projet Stardale consiste en un agencement de capteurs photovoltaïques montés au sol comptant approximativement 144 060 modules photovoltaïques polycristallins SolarWorld SW 230. La production électrique prévue annuellement est estimée à 39 gigawattheures (« GWh »). Toute l'énergie livrée par le Projet Stardale est couverte par trois contrats du Renewable Energy Standard Offer Program conclus avec l'Ontario Power Authority (« OPA »), chacun ayant une durée de 20 ans à partir de la date de mise en service commercial.

Regroupement stratégique du Fonds et d'Innergex

Le 29 mars 2010, Innergex Énergie, Fonds de revenu (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 IFRS, les résultats pour le semestre terminé le 30 juin 2010 et l'exercice terminé le 31 décembre 2010 sont ceux du Fonds compte tenu de l'apport d'Innergex à partir du 30 mars 2010.

RAPPORT DE GESTION

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

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

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).

Portefeuille d'actifs

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 ») (collectivement les « Projets potentiels »).

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

- 23 Installations en exploitation représentant une puissance installée nette cumulée de 400,5 MW (puissance brute de 687,8 MW). Ces participations consistent en 20 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens ayant une puissance installée nette cumulée de 279,1 MW (puissance brute de 368,3 MW) et de 121,4 MW (puissance brute de 319,5 MW), respectivement. Mises en service entre novembre 1994 et avril 2010, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 5,7 années. Elles vendent l'énergie produite en vertu de CAÉ à long terme dont la durée moyenne pondérée restante est de 20,4 années;
- 11 Projets en développement d'une puissance installée nette cumulée de 311,7 MW (puissance brute de 541,7 MW) pour lesquels des CAÉ ont été conclus avec des entreprises de services publics. Les travaux de construction ont débuté pour quatre de ces projets, des ordres de démarrage limité ont été émis pour un autre et il est prévu que les travaux de construction commenceront pour les six autres projets entre 2011 et 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 2 800 MW (puissance brute de 3 000 MW) à différents stades de développement.

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

RAPPORT DE GESTION

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

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

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) - 50% Douglas Creek, C.-B. (27,0 MW) - 50% Fire Creek, C.-B. (23,0 MW) - 50% Stokke Creek, C.-B. (22,0 MW) - 50% Tipella Creek, C.-B. (18,0 MW) - 50% Lamont Creek, C.-B. (27,0 MW) - 50% Upper Stave River, C.-B. (33,0 MW) - 66% Fittsimmons Creek, C.-B. (7,5 MW) - 100% Horseshoe Bend, ID, 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) - 100% Northwest Stave, C.-B. (17,5 MW) - 66% Boulder Creek, C.-B. (23,0 MW) - 100% Tretheway Creek, C.-B. (21,2 MW) - 66% North Creek, C.-B. (16,0 MW) - 66% Upper Lillooet, C.-B. (74,0 MW) - 100% Big Silver-Shovel Creek, C.-B. (36,9 MW) <p>Éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> - 38% Gros-Morne (Phase I), Qc (100,5 MW) - 38% Gros-Morne (Phase II), Qc (111,0 MW) - 38% Montagne-Sèche, Qc (58,5 MW) <p>Solaire</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100% Stardale, On (33,2 MW_{DC}) 	<p>Hydroélectricité</p> <ul style="list-style-type: none"> - 48% Projets au Qc (42,0 MW) - 100% Projets en C.-B. (819,8 MW) - 66% Projets en C.-B. (132,0 MW) <p>Éolien</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100% Projets au Qc (836,0 MW) - 70% Projets au Qc - Communautés (98,4 MW) - 50% Viger-Denonville, Qc (24,6 MW) - 50% Projets au Qc - Communautés (49,2 MW) - 100% Projets en On - TRG (440,0 MW) - 49% Projets en On - TRG (25,3 MW) - 100% Projets en C.-B. (475,0 MW) <p>Solaire</p> <ul style="list-style-type: none"> - 100% Projets en On - TRG (59,0 MW)
<p>Hydroélectricité</p> <p>Puissance brute : 368,3 MW Puissance nette¹ : 279,1 MW</p> <p>Éolien</p> <p>Puissance brute : 319,5 MW Puissance nette¹ : 121,4 MW</p> <p>Solaire</p> <p>Puissance brute : - Puissance nette¹ : -</p> <p>Total</p> <p>Puissance brute : 687,8 MW Puissance nette¹ : 400,5 MW</p>	<p>238,5 MW 175,9 MW</p> <p>270,0 MW 102,6 MW</p> <p>33,2 MW 33,2 MW</p> <p>541,7 MW 311,7 MW</p>	<p>993,8 MW 928,0 MW</p> <p>1948,5 MW 1869,2 MW</p> <p>59,0 MW 59,0 MW</p> <p>3 001,3 MW 2 856,2 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.

RAPPORT DE GESTION

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

STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

La stratégie de création de valeur pour les actionnaires de la Société consiste : i) à développer ou acquérir des installations de production d'énergie renouvelable 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 ordinaire, payable trimestriellement. Sa politique de dividende repose sur la capacité de produire des flux de trésorerie à long terme de ses Installations en exploitation. Les investissements d'Innergex dans les Projets en développement et les Projets potentiels sont financés au moyen des flux de trésorerie excédentaires et d'une combinaison d'emprunts supplémentaires et de capitaux propres supplémentaires.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés qui incluent ou pourraient inclure : l'énergie générée en MWh et en GWh, les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ajustés, le résultat net ajusté et le BAIIA, défini comme étant le résultat avant les intérêts, la charge d'impôts, l'amortissement et autres éléments. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La Société croit que ces indicateurs constituent une information additionnelle importante puisqu'ils fournissent à la direction et aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le niveau de sa production et sa capacité à générer des fonds. 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 opérationnels de la Société et sur sa rentabilité. Innergex possède des participations dans 20 centrales hydroélectriques localisées sur 17 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 des parcs éoliens, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant.

RAPPORT DE GESTION

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

Installations en exploitation – moyennes estimées à long terme								
Nom du projet	Acheteur d'électricité	Échéance du CAÉ	Puissance installée nette ¹ (MW)	Production moyenne à long terme (GWh) (participation nette) ²				
				1T	2T	3T	4T	Total
<i>HYDRO</i>								
St-Paulin	HQ ³	2014 ⁴	8,0	7,4	15,5	8,0	10,1	41,1
Windsor	HQ ³	2016 ⁴	5,5	9,7	7,8	5,6	7,9	31,0
Chaudière	HQ ³	2019 ⁴	24,0	26,0	40,8	17,6	32,2	116,7
Portneuf-1	HQ ³	2021 ⁵	8,0	4,3	14,9	11,5	10,1	40,8
Portneuf-2	HQ ³	2021 ⁵	9,9	10,0	20,1	19,3	19,1	68,5
Portneuf-3	HQ ³	2021 ⁵	8,0	4,4	15,6	11,9	10,4	42,4
Montmagny	HQ ³	2021 ⁵	2,1	1,4	3,2	1,0	2,3	8,0
Glen Miller	OPA ⁶	2025	8,0	13,5	11,9	4,5	11,7	41,6
Umbata Falls	OPA ⁶	2028	11,3	8,3	18,5	10,4	16,2	53,5
Batawa	OEFC ⁷	2029	5,0	10,8	8,9	3,7	9,5	32,9
Rutherford Creek	BC Hydro ⁸	2024	49,9	11,0	63,7	80,0	25,3	180,0
Ashlu Creek	BC Hydro ⁸	2039	49,9	26,9	92,0	95,1	51,0	265,0
Douglas Creek	BC Hydro ⁸	2049	13,5	13,2	40,9	18,6	19,9	92,6
Fire Creek	BC Hydro ⁸	2049	11,5	17,3	40,6	18,6	17,7	94,2
Lamont Creek	BC Hydro ⁸	2049	13,5	17,2	41,0	23,7	23,3	105,2
Stokke Creek	BC Hydro ⁸	2049	11,0	12,5	37,2	23,2	15,2	88,0
Tipella Creek	BC Hydro ⁸	2049	9,0	8,8	29,0	18,8	13,4	70,0
Upper Stave River	BC Hydro ⁸	2049	16,5	16,0	53,8	47,4	27,2	144,4
Fitzsimmons Creek	BC Hydro ⁸	2050	5,0	3,3	10,9	13,3	5,4	33,0
Horseshoe Bend	IPC ⁹	2030	9,5	7,9	17,0	16,7	5,2	46,8
Total partiel			279,1	230,1	583,3	449,1	333,1	1 595,5
<i>ÉOLIEN</i>								
Baie-des-Sables	HQ ³	2026	41,6	35,7	25,0	18,6	34,1	113,4
L'Anse-à-Valleau	HQ ³	2027	38,2	38,2	22,9	16,5	35,7	113,2
Carleton	HQ ³	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		20,4 ans ¹⁰	400,5	342,1	659,3	508,3	441,9	1 951,5

1. La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuée à Innergex compte tenu de sa participation dans ces installations. La puissance restante est attribuable à la quote-part des partenaires stratégiques.

2. Participation nette ajustée conformément aux règles comptables relatives à la comptabilisation des produits des IFRS.

3. Hydro-Québec.

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

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

6. Ontario Power Authority.

7. Ontario Electricity Financial Corporation.

8. British Columbia Hydro and Power Authority.

9. Idaho Power Company.

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

RAPPORT DE GESTION

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

MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

Points saillants	Période de trois	Période de trois	Période de six	Période de six
	mois terminée le	mois terminée le	mois terminée le	mois terminée le
	30 juin 2011	30 juin 2010	30 juin 2011	30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Production (MWh) ¹	595 317	369 753	835 497	527 419
Produits opérationnels	43 845	25 355	64 661	39 353
BAIIA	34 618	18 780	49 342	29 509
Perte nette	(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées série A	1 063	-	2 125	-
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11 786	8 821	20 418	16 059
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,148	0,290	0,317

1. Afin de permettre la comparaison avec les produits calculés conformément aux IFRS, la production pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010 est celle du Fonds et comprend l'apport d'Innergex d'avant le regroupement depuis le 30 mars 2010.

Au deuxième trimestre de 2011, les augmentations de la production, des produits opérationnels et du BAIIA ont été attribuables principalement à l'ajout des Centrales en exploitation de Harrison (puissance nette installée cumulée de 75,0 MW), acquises dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks le 4 avril 2011, aux 17 Installations en exploitation existantes (puissance nette installée cumulée de 325,5 MW). Au cours de la période de six mois terminée le 30 juin 2011, les augmentations de la production, des produits opérationnels et du BAIIA ont été attribuables principalement à l'ajout des cinq Installations en exploitation d'Innergex d'avant le regroupement (puissance nette installée cumulée de 115,8 MW) aux 12 Installations en exploitation du Fonds (puissance nette installée cumulée de 209,7 MW) et à l'ajout des Centrales en exploitation de Harrison. La baisse de la perte nette pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, comparativement à 2010, est liée principalement à la diminution de la perte nette latente sur instruments financiers dérivés comptabilisée en 2011 et à la perte latente de 51,8 M\$ sur le capital des porteurs de parts en 2010.

Résultat net ajusté

La Société croit que le résultat 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 résultat net ajusté exclut les profits nets / pertes nettes latent(es) sur les instruments financiers dérivés, la perte latente sur le capital des porteurs de parts et les profits nets / pertes nettes de change latent(es) ainsi que la charge (l'économie) d'impôts différés y afférente. Le cas échéant, il exclut également certains éléments non récurrents. La Société calcule le résultat net ajusté comme suit :

RAPPORT DE GESTION

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

Résultat net ajusté	Période de trois	Période de trois	Période de six	Période de six
	mois terminée le 30 juin 2011	mois terminée le 30 juin 2010	mois terminée le 30 juin 2011	mois terminée le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Perte nette	(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)
Ajouter (déduire) :				
Charge autre qu'en espèces liée à l'entente de redevances	-	-	-	983
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	10 907	14 102	1 373	16 142
Perte latente sur le capital des porteurs de parts	-	-	-	51,761
(Profit net) Perte nette de change latente	(6)	49	(47)	4
Impôts différés (économie) associés aux éléments ci-dessus	(2 943)	(3 821)	(358)	(4 625)
Résultat net ajusté	1 124	3 291	(136)	(7 687)

Les profits nets / pertes nettes latent(es) sur instruments financiers dérivés sont les plus volatils parmi ces éléments. La Société a recours aux instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de hausse des taux d'intérêt s'appliquant à son financement par emprunts (les « Dérivés »). Comme plusieurs Dérivés sont conclus pour une période égale à la période d'amortissement de la dette sous-jacente, qui peut atteindre 25 ans, la juste valeur de marché d'un Dérivé peut être très sensible aux variations quotidiennes des taux d'intérêt à long terme. Pour de plus amples renseignements au sujet des Dérivés, veuillez vous reporter à la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » du présent rapport de gestion.

Pour le deuxième trimestre de 2011, la baisse du résultat net ajusté est principalement attribuable à une augmentation de 11,2 M\$ des charges financières, une augmentation de 0,5 M\$ des coûts de transaction, une baisse de 0,6 M\$ en profits réalisés sur instruments financiers et à une augmentation de 4,5 M\$ de l'amortissement, partiellement contrebalancé par une hausse de 15,8 M\$ du BAIIA, lequel est détaillé dans le tableau des résultats opérationnels.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, l'amélioration du résultat net ajusté est principalement attribuable à une hausse de 19,8 M\$ du BAIIA, lequel est détaillé dans le tableau des résultats opérationnels, par une diminution de 3,8 M\$ des frais de transaction et 7,2 M\$ de distributions non récurrentes déclarées aux porteurs de parts en 2010, partiellement contrebalancées par une hausse de 14,1 M\$ des charges financières et une augmentation de 8,3 M\$ de l'amortissement.

La perte latente sur le capital des porteurs de parts a eu une incidence importante pour la période de six mois terminée le 30 juin 2010 en raison de la conversion aux IFRS. La Société n'a pas comptabilisé une telle perte pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, le capital des porteurs de parts ayant été reclassé dans les capitaux propres à la date du Regroupement. Pour plus d'information, veuillez vous reporter à la rubrique « Perte latente sur le capital des porteurs de parts » du présent rapport de gestion.

Activités de financement

Le 28 juillet 2011, la Société a annoncé la conclusion d'une convention de prêt pour la construction et le financement par emprunt à long terme du Projet Stardale consistant en un prêt à terme sans recours de 117,3 M\$ et une facilité de crédit de 5,6 M \$ pour l'émission de lettres de crédit. La convention de prêt avec la Banque de Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd., agissant comme arrangeur principal et agent administratif, sera valable pendant la période de construction et une période de 18 ans après la conversion du prêt pour la construction en prêt à terme.

Le 9 août 2011, Innergex a annoncé la conclusion du refinancement de sa facilité de crédit rotatif de 170,0 M\$, qui comprend une facilité de crédit rotatif de 117,4 M\$ (la « Facilité de crédit d'exploitation ») et une facilité de crédit rotatif de 52,6 M\$ (la « Facilité de crédit BDS »), au moyen d'une nouvelle facilité de crédit rotatif sur cinq ans de 350,0 M\$. Selon les termes de la nouvelle facilité de crédit, la Facilité de crédit d'exploitation a été portée à 222,4 M\$, la Facilité de crédit BDS demeure inchangée à 52,6 M\$ et une facilité de crédit rotatif de 75,0 M\$ s'ajoute (la « Facilité de crédit pour la construction »). En plus d'un financement accru, la Société bénéficie de plus de souplesse et de meilleures conditions.

RAPPORT DE GESTION

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

Projets en développement

La Société détient 11 Projets en développement. La construction a débuté en juin 2010 pour les projets éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne Phase I et Phase II et les travaux de construction du Projet Stardale ont débuté en novembre 2010. et Il est prévu que les travaux de construction du projet hydroélectrique Northwest Stave débiteront au troisième trimestre de 2011, tandis que les travaux de pré-ingénierie et les travaux préparatoires au projet hydroélectrique Kwoiek Creek ont débuté au quatrième trimestre de 2010. Les cinq autres projets hydroélectriques en sont au début de la phase d'obtention des permis. Les deux tableaux qui suivent donnent un aperçu de ces Projets en développement.

Projets en 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 MSC ¹	Prévisions, première année	
			Estimés (M\$)	Au 30 juin 2011 (M\$)		Produits (M\$)	BAIIA (M\$)
<i>ÉOLIEN</i>							
Montagne-Sèche, QC ²	58,5	193,4	103,0 ³	13,9	4T 2011	4,8 ^{3,4}	4,3 ^{3,4}
Gros-Morne – Phase I, QC ²	100,5	308,9	348,5 ³ pour les deux phases	29,0	4T 2011	7,8 ^{3,4}	6,9 ^{3,4}
Gros-Morne – Phase II, QC ²	111,0	341,1		4T 2012	8,6 ^{3,4}	7,5 ^{3,4}	
<i>SOLAIRE</i>							
Stardale, ON	33,2	39,0	140,0	46,3	1T 2012	16,6	15,1

1. Mise en service commercial.

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

3. Voir le paragraphe « Ajustements aux coûts de construction, revenus et BAIIA de Montagne-Sèche et Gros-Morne Phase I et II » ci-après pour plus de détails.

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

Montagne-Sèche

Les travaux de construction de ce projet de parc éolien ont débuté au deuxième trimestre de 2010. À la fin du deuxième trimestre de 2011, toutes les routes étaient construites, la sous-station était sur le point d'être mise sous tension, 30 des 39 fondations étaient terminées et six des 39 éoliennes étaient érigées. Innergex prévoit que le projet Montagne-Sèche sera complété avant le 1^{er} décembre 2011. Le 14 juillet 2011, après la fin du trimestre, le projet a franchi un jalon important avec la mise sous tension de la sous-station.

Gros-Morne, Phase I et II

Les travaux de construction de ces projets de parc éolien ont débuté au deuxième trimestre de 2010. À la fin du deuxième trimestre de 2011, 100 % et 65 % des routes de la Phase I et de la Phase II, respectivement, étaient construites, la construction de la sous-station était terminée à 97 %, toutes les fondations de la Phase I et neuf des 74 fondations de la Phase II étaient terminées et 26 des 67 turbines avaient été érigées pour la Phase I. Innergex prévoit que le projet Gros-Morne Phase I de 100,5 MW sera complété avant le 1^{er} décembre 2011 et que le projet Gros-Morne Phase II le sera avant le 1^{er} décembre 2012. Le 4 août 2011, après la fin du trimestre, le projet a franchi un jalon important avec la mise sous tension de la sous-station.

Ajustements aux coûts de construction, revenus et BAIIA de Montagne-Sèche et Gros-Morne Phase I et II

Pour chaque parc éolien, les coûts totaux de construction estimés, revenus et BAIIA sont en date du 1^{er} janvier 2004. À la MSC de chaque parc éolien, le prix payable par Hydro-Québec pour l'électricité livrée augmentera selon les taux d'intérêts, les IPC canadien et américain, le taux de change CAD-USD et un indice canadien de l'acier. Selon chaque accord d'approvisionnement en turbines, le prix des turbines augmentera aussi selon des indices similaires. Ces mécanismes d'ajustement permettent à la Société de protéger la valeur économique de chaque parc éolien.

Pour chaque parc éolien, les coûts des turbines représentent approximativement 65% des coûts totaux de construction estimés. De plus, 90 % du prix des turbines est payé après la MSC. Par conséquent, une partie importante des coûts totaux de construction estimés de chaque parc éolien sera payable après leur MSC respective.

RAPPORT DE GESTION

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

Stardale

Les travaux de construction de ce projet d'énergie solaire ont débuté en novembre 2010. À la fin du deuxième trimestre de 2011, toutes les routes étaient construites et l'installation des clôtures et les travaux de déblaiement étaient terminés. La conception des fondations et supports était réalisée dans le cadre d'ordres de démarrage limité et l'installation des modules PV doit débuter en août 2011. Innergex prévoit que le projet Stardale sera complété avant la fin du premier trimestre de 2012.

Projets en développement (phase d'obtention des permis)				
Nom du projet et emplacement	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction Estimés (M\$)	Au 30 juin 2011 (M\$)	Date prévue de mise en service commercial
<i>HYDRO</i>				
Kwoiek Creek, C.-B. ¹	49,9	152,1	17,3	2013
Northwest Stave River, C.-B.	17,5	69,8	7,3	2013
Boulder Creek, C.-B. ²	23,0	84,0	0,6	2015
Tretheway Creek, C.-B.	21,2	78,1	1,3	2015
North Creek, C.-B. ²	16,0	71,0	0,3	2016
Upper Lillooet, C.-B. ²	74,0	260,0	5,3	2016
Big Silver-Shovel Creek, C.-B.	36,9	144,9	1,5	2016

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

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

Kwoiek Creek

Au deuxième trimestre de 2011, l'entrepreneur en conception, approvisionnement et construction a poursuivi les travaux en vertu d'ordres de démarrage limité. Au cours du trimestre, le fournisseur de turbines et l'entrepreneur pour la ligne de transport ont été sélectionnés et les travaux de génie étaient exécutés aux termes d'ordres de démarrage limité. Les travaux de construction de cette centrale devraient être terminés en 2013.

Northwest Stave River

Au deuxième trimestre de 2011, les entrepreneurs principaux ont été sélectionnés. Les activités en cours portent sur les itérations techniques, l'obtention des permis restants, l'analyse géotechnique en vue de la conception de la prise d'eau et les négociations avec les entrepreneurs. Les travaux actuels continuent de mettre l'accent sur la construction et le réaménagement des routes d'accès. La Société prévoit que les travaux de construction débuteront au troisième trimestre de 2011 et que la mise en service commerciale aura lieu en 2013.

Boulder Creek, Tretheway Creek, North Creek, Upper Lillooet et Big Silver-Shovel Creek

Les activités en cours englobent l'analyse géotechnique, la surveillance hydrométrique, les études environnementales, la consultation des parties prenantes, les demandes en vue de l'obtention des permis appropriés et l'avant-projet d'ingénierie. La Société prévoit que la mise en service commerciale des projets Boulder Creek et Tretheway Creek aura lieu en 2015 et celle des projets North Creek, Upper Lillooet et Big Silver-Shovel Creek en 2016.

Projets potentiels

Tous les Projets potentiels, qui représentent une puissance installée nette cumulée de plus de 2 800 MW (puissance brute de 3 000 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.

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a soumis une demande pour un projet d'énergie solaire photovoltaïque de 10,0 MW en Ontario en vertu du Programme de TRG; cette demande porte à six le nombre total de demandes faites par Innergex aux termes du Programme de TRG pour des projets d'énergie solaire photovoltaïque, avec une capacité totale de 59,0 MW.

L'Acquisition de Cloudworks a permis à la Société d'accroître son portefeuille de Projets potentiels hydroélectriques au fil de l'eau de plus de 800 MW (puissance nette et brute).

RAPPORT DE GESTION

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

La notice annuelle de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et le Prospectus, tous 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.

RÉSULTATS OPÉRATIONNELS

Les résultats opérationnels de la Société pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011 sont comparés aux résultats opérationnels des périodes correspondantes en 2010. Conformément aux IFRS, les résultats tiennent compte de l'apport de Cloudworks depuis le 5 avril 2011. Également, du fait du Regroupement, les résultats d'Innergex d'avant le regroupement sont pris en compte dans les résultats de la Société au 30 mars 2010.

Production

Dans son évaluation de ses résultats opérationnels, la Société compare la production d'électricité réelle avec une moyenne à long terme propre à chaque centrale hydroélectrique 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 la Société et 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. La Société et les ingénieurs tiennent aussi compte de facteurs tels que la topographie du site, la puissance installée, les pertes d'énergie, les particularités opérationnelles et l'entretien. Même si la production fluctuera d'une année à l'autre, sur une plus grande période, elle devrait se rapprocher de la moyenne à long terme prévue.

RAPPORT DE GESTION

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

Production	Période d'exploitation Du 1 ^{er} avril au 30 juin 2011		Période d'exploitation Du 1 ^{er} avril au 30 juin 2010	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)
<i>HYDRO</i>				
Saint-Paulin	16 119	15 532	10 354	15 532
Windsor	7 502	7 763	10 051	7 763
Chaudière	46 253	40 827	36 221	40 827
Portneuf-1	15 284	14 861	15 495	14 861
Portneuf-2	20 875	20 061	20 941	20 061
Portneuf-3	15 318	15 625	16 115	15 625
Montmagny	2 714	3 241	2 270	3 241
Glen Miller	12 511	11 860	9 404	11 860
Umbata Falls ¹	21 232	18 534	5 056	18 534
Batawa	10 524	8 945	7 788	8 945
Rutherford Creek	53 515	63 700	62 133	63 700
Ashlu Creek	75 744	91 970	81 813	91 970
Douglas Creek ²	36 833	40 073	-	-
Fire Creek ²	34 378	39 534	-	-
Lamont Creek ²	31 990	40 195	-	-
Stokke Creek ²	28 912	36 288	-	-
Tipella Creek ²	24 943	28 328	-	-
Upper Stave River ²	45 406	52 792	-	-
Fitzsimmons Creek	6 496	10 944	6 340	10 944
Horseshoe Bend	14 982	16 956	14 675	16 956
Total partiel	521 531	578 029	298 656	340 819
<i>ÉOLIEN</i>				
Baie-des-Sables ³	22 484	24 962	18 895	24 962
L'Anse-à-Valleau ³	24 800	22 863	24 592	22 863
Carleton ³	26 502	28 206	27 610	28 206
Total partiel	73 786	76 031	71 097	76 031
Total	595 317	654 060	369 753	416 850

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

2. La moyenne à long terme a été ajustée pour tenir compte de la période pendant laquelle la centrale a contribué aux résultats d'Innergex, l'Acquisition de Cloudworks ayant eu lieu le 4 avril 2011.

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

Les installations de la Société ont produit 595 317 MWh au deuxième trimestre de 2011, soit un niveau de 9 % inférieur à la moyenne à long terme de 654 060 MWh. Ce niveau de production est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- des conditions hydrologiques inférieures à la moyenne à long terme en Colombie-Britannique et en Idaho, qui ont eu une incidence sur la production aux centrales Rutherford Creek, Ashlu Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Upper Stave River, Fitzsimmons Creek et Horseshoe Bend; et
- des régimes de vent inférieurs à la moyenne à long terme aux parcs éoliens Baie-des-Sables et Carleton.

Ces conditions ont été partiellement contrebalancées par des conditions hydrologiques favorables en Ontario, dont ont profité les centrales Glen Miller, Umbata Falls et Batawa, des conditions hydrologiques favorables à la centrale Chaudière au Québec et des régimes de vent favorables au parc éolien L'Anse-à-Valleau.

RAPPORT DE GESTION

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

Production	Période d'exploitation Du 1 ^{er} janvier au 30 juin 2011		Période d'exploitation Du 1 ^{er} janvier au 30 juin 2010	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)
<i>HYDRO</i>				
Saint-Paulin	25 421	22 966	20 818	22 966
Windsor	18 216	17 493	21 067	17 493
Chaudière	76 071	66 826	66 394	66 826
Portneuf-1	19 742	19 151	19 957	19 151
Portneuf-2	30 585	30 094	31 384	30 094
Portneuf-3	19 862	20 023	20 692	20 023
Montmagny	3 933	4 674	4 075	4 674
Glen Miller ³	25 697	25 351	9 763	12 160
Umbata Falls ^{1,3}	29 064	26 828	5 259	18 718
Batawa	22 070	19 748	19 288	19 748
Rutherford Creek	57 214	74 700	71 327	74 700
Ashlu Creek ³	100 479	118 868	81 813	92 568
Douglas Creek ⁴	36 833	40 073	-	-
Fire Creek ⁴	34 378	39 534	-	-
Lamont Creek ⁴	31 990	40 195	-	-
Stokke Creek ⁴	28 912	36 288	-	-
Tipella Creek ⁴	24 943	28 328	-	-
Upper Stave River ⁴	45 406	52 792	-	-
Fitzsimmons Creek ³	6 528	14 283	6 340	11 022
Horseshoe Bend	21 315	24 883	18 393	24 883
Total partiel	658 659	723 098	396 570	435 026
<i>ÉOLIEN</i>				
Baie-des-Sables ²	55 923	60 659	48 631	60 659
L'Anse-à-Valleau ²	58 137	61 048	53 923	61 048
Carleton ^{2,3}	62 778	66 291	28 295	29 055
Total partiel	176 838	187 998	130 849	150 762
Total	835 497	911 096	527 419	585 788

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

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

3. La moyenne à long terme a été ajustée pour tenir compte de la période pendant laquelle la centrale a contribué aux résultats d'Innergex, le Regroupement ayant eu lieu le 29 mars 2010.

4. La moyenne à long terme a été ajustée pour tenir compte de la période pendant laquelle la centrale a contribué aux résultats d'Innergex, l'acquisition de Cloudworks ayant eu lieu le 4 avril 2011.

Les installations de la Société ont produit 835 497 MWh pendant la période de six mois terminée le 30 juin 2011, soit un niveau de 8 % inférieur à la moyenne à long terme de 911 096 MWh. Ce niveau de production est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- des conditions hydrologiques inférieures à la moyenne à long terme en Colombie-Britannique et en Idaho, qui ont eu une incidence sur la production aux centrales Rutherford Creek, Ashlu Creek, Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek, Upper Stave River, Fitzsimmons Creek et Horseshoe Bend; et
- des régimes de vent inférieurs à la moyenne à long terme aux parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton.

Ces conditions ont été partiellement contrebalancées par des conditions hydrologiques favorables en Ontario, dont ont profité les centrales Umbata Falls et Batawa, ainsi que des conditions hydrologiques favorables au Québec dont ont tiré parti principalement les centrales St-Paulin et Chaudière.

RAPPORT DE GESTION

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

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 de la période de six mois terminée le 30 juin 2011 démontre les avantages de la diversification géographique et la complémentarité des productions hydrologique et éolienne.

Résultats opérationnels	Période de trois	Période de trois	Période de six	Période de six
	mois terminée	mois terminée	mois terminée	mois terminée
	le 30 juin 2011	le 30 juin 2010	le 30 juin 2011	le 30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Produits opérationnels	43 845	25 355	64 661	39 353
Frais opérationnels	5 682	3 791	9 469	6 080
Paiement fondé sur des actions	126	92	256	93
Frais généraux et administratifs	2 717	1 940	4 585	2 909
Charges liées aux projets potentiels	702	752	1 009	762
BALIA	34 618	18 780	49 342	29 509
Charges financières	17 463	6 227	24 191	10 134
Coûts de transaction	452	-	1 563	5 330
Profit réalisé sur instruments financiers dérivés	-	(555)	-	(555)
Autres (produits) charges, montant net	(317)	85	(479)	24
Amortissement	13 651	9 104	22 916	14 645
Perte nette latente sur instruments financiers dérivés	10 907	14 102	1 373	16 142
Perte latente sur le capital des porteurs de parts	-	-	-	51 761
Charge liée à un accord de redevances	-	-	-	983
Perte nette (profit net) de change latente	(6)	49	(47)	4
Charge (économie) d'impôt	(698)	(3 193)	929	(4 245)
Distributions déclarées aux porteurs de parts	-	-	-	7 238
Perte nette	(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)
Propriétaires de la société mère	(6 478)	(6 990)	(503)	(71 897)
Participations ne donnant pas le contrôle	(356)	(49)	(601)	(55)
	(6 834)	(7 039)	(1 104)	(71 952)

RAPPORT DE GESTION

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

Produits

La Société a enregistré des produits opérationnels de 43,8 M\$ au deuxième trimestre de 2011 (25,4 M\$ en 2010). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant de l'Acquisition de Cloudworks (16,2 M\$) et l'accroissement des produits provenant des centrales Chaudière et Umbata (2,1 M\$).

La Société a enregistré des produits opérationnels de 64,7 M\$ pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011 (39,4 M\$ en 2010). Cette augmentation s'explique principalement par les produits supplémentaires découlant de l'Acquisition de Cloudworks (16,2 M\$) et du Regroupement (7,7 M\$) et de l'accroissement des produits provenant des actifs du Fonds d'avant le Regroupement (effet positif global de 1,5 M\$).

Comme il est stipulé dans les CAÉ de Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton, Hydro-Québec Distribution (« HQD ») a droit à 75 % des paiements reçus par ces trois parcs éoliens en vertu du Programme écoÉNERGIE. Ce programme génère \$10 supplémentaires par MWh produit pendant les dix premières années d'exploitation. Selon les IFRS, les paiements bruts doivent être inclus dans les produits opérationnels; un ajustement correspondant au titre du transfert de 75 % à HQD a donc été inscrit dans les produits opérationnels, tandis que selon les PCGR du Canada, le transfert était présenté en déduction des produits opérationnels.

Charges

Les frais opérationnels 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. Comme il est expliqué au paragraphe précédent, par suite de l'adoption des IFRS, les frais opérationnels comprennent maintenant la part de HQD dans les paiements reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE.

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a constaté des frais opérationnels de 5,7 M\$ liés à l'exploitation des installations de production d'énergie (3,8 M\$ en 2010). Cette augmentation était prévue et est principalement attribuable à l'Acquisition de Cloudworks (1,6 M\$), qui a fait que la Société a exploité un plus grand nombre d'installations en 2011 par rapport à 2010. Conjugué au Regroupement, cette acquisition explique également l'augmentation des frais opérationnels pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011 au cours de laquelle la Société a constaté des frais opérationnels de 9,5 M\$ (6,1 M\$ en 2010).

Le paiement fondé sur des actions a trait à l'amortissement de la juste valeur des options attribuées en décembre 2007, concurremment au premier appel public à l'épargne d'Innergex d'avant le regroupement, et à celles octroyées en juin 2010. Pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, le paiement fondé sur des actions hors trésorerie s'est élevée à 0,1 M\$ et 0,3 M\$ (0,1 M\$ en 2010). Avant le Regroupement, ces charges n'étaient pas engagées par le Fonds.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 2,7 M\$ et 4,6 M\$ respectivement pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2011 (0,9 M\$ et 2,9 M\$ respectivement en 2010). Ces augmentations sont attribuables à la taille plus grande de la Société par suite du Regroupement et de l'Acquisition de Cloudworks.

Les charges liées aux Projets potentiels comprennent les coûts liés au développement de ces projets. 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 0,7 M\$ et 1,0 M\$ respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011 (0,8 M\$ pour les périodes correspondantes en 2010).

Charges financières

Pour le deuxième trimestre de 2011, les charges financières ont atteint 17,5 M\$ (6,2 M\$ en 2010). Cet écart est attribuable à hauteur de 10,5 M\$ à l'accroissement de la dette à long terme découlant de l'Acquisition de Cloudworks.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, les charges financières ont atteint 24,2 M\$ (10,1 M\$ en 2010). Cette hausse est attribuable à l'émission des Débentures convertibles et à l'augmentation des dettes à long terme due au Regroupement et à l'Acquisition de Cloudworks.

RAPPORT DE GESTION

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

Au 30 juin 2011, 94 % de la dette totale de la Société, incluant les Débentures convertibles et une partie des prélèvements futurs prévus, mais excluant les obligations à rendement réel, était à taux fixe ou faisait l'objet d'une couverture contre les mouvements de taux d'intérêt (96 % au 30 juin 2010). Ainsi, le taux d'intérêt moyen effectif de la dette et des Débentures convertibles de la Société était de 6,36 % à cette date (5,38 % au 30 juin 2010). Cette augmentation résulte principalement du swap se rapportant à la dette à long terme liée au projet Ashlu qui a pris effet le 30 septembre 2010 et des obligations acquises dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks. Voir la rubrique « Instruments financiers dérivés et gestion des risques » pour plus de détails.

Coûts de transaction

Les coûts de transaction comprennent les coûts engagés au titre du Regroupement et des acquisitions. Selon la norme IFRS 3, ces coûts doivent être passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés, tandis que selon le chapitre 1581 du *Manuel de l'ICCA*, ils devaient être capitalisés. Au deuxième trimestre de 2011, les coûts de transaction se sont élevés à 0,5 M\$ par suite de l'Acquisition de Cloudworks et de l'acquisition du Projet Stardale (néant en 2010).

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, la Société a engagé des coûts de transaction de 1,6 M\$ par suite de l'Acquisition de Cloudworks et de l'acquisition du Projet Stardale. Pour la période correspondante de 2010, des coûts de transaction de 5,3 M\$ liés au Regroupement ont été comptabilisés.

Amortissement

Pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, la dotation aux amortissements a totalisé 13,7 M\$ et 22,9 M\$ respectivement (9,1 M\$ et 14,6 M\$ respectivement en 2010). La variation est principalement attribuable à l'accroissement des actifs découlant du Regroupement et de l'Acquisition de Cloudworks.

La transition aux IFRS a eu une incidence sur le calcul de l'amortissement. La norme comptable internationale (« IAS ») 16 exige explicitement que les principales composantes d'une immobilisation corporelle soient amorties séparément en fonction de leurs durées d'utilité estimées.

La dotation aux amortissements des immobilisations incorporelles a également été modifiée. Selon IAS 36, toutes les immobilisations incorporelles doivent faire l'objet d'un test de dépréciation en date du 1^{er} janvier 2010. Après que la Société eut effectué ce test, la valeur comptable des immobilisations incorporelles a été réduite, ce qui s'est traduit par un amortissement inférieur et cette réduction n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés 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 mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, la Société n'a enregistré aucun profit réalisé sur instruments financiers dérivés (0,6 M\$ en 2010).

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a enregistré une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 10,9 M\$ (perte nette latente de 14,1 M\$ en 2010), 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 2011. La perte n'a eu aucune incidence en trésorerie sur les résultats de la Société.

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, la Société a enregistré une perte nette latente sur instruments financiers dérivés de 1,4 M\$ (perte nette latente de 16,1 M\$ en 2010), en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme depuis la fin de 2010. La perte n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

RAPPORT DE GESTION

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

Perte latente sur le capital des porteurs de parts

La transition aux IFRS a entraîné la création de ce poste pour le premier trimestre de 2010 par suite du Regroupement. Selon IAS 32, le capital des porteurs de parts du Fonds est reclassé à titre de passif à long terme, les variations de la juste valeur étant comptabilisées aux comptes de résultat.

Entre le 1^{er} janvier 2010 et le 29 mars 2010, la juste valeur du capital des porteurs de parts a augmenté de 51,8 M\$. La variation a été prise en compte en tant que perte latente sur le capital des porteurs de parts. La Société n'a pas comptabilisé une telle perte pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, le capital des porteurs de parts ayant été reclassé dans le capital-actions à la date du Regroupement.

Charge liée à un accord de redevances

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, la Société a enregistré une charge non récurrente de 1,0 M\$ en raison de l'annulation présumée d'un contrat découlant du Regroupement. En application des IFRS, le Fonds a passé en charges l'engagement qu'il avait auprès d'Innergex d'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 CAÉ de Rutherford Creek en 2024, à condition que soient atteints certains seuils de produits. Cette charge n'a eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société, car elle est réputée avoir été payée par l'émission d'actions.

Charge d'impôts

Au deuxième trimestre de 2011, Innergex a enregistré des charges d'impôts exigibles de 0,1 M\$ (économies d'impôts exigibles de 0,9 M\$ en 2010) et des économies d'impôts différés de 0,8 M\$ (2,3 M\$ en 2010). Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, la Société a enregistré des économies d'impôts exigibles de 1,0 M\$ (même montant en 2010) et des charges d'impôts différés de 1,9 M\$ (économies d'impôts différés de 3,2 M\$ en 2010). Avant le Regroupement, la structure de fiducie de revenu du Fonds réduisait au minimum les impôts sur les résultats. 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.

Distributions déclarées aux porteurs de parts

En raison de la transition aux IFRS, le capital des porteurs de parts a été reclassé à titre de passif à long terme pour la période comprise entre le 1^{er} janvier 2010 et le 30 mars 2010. Par conséquent, les distributions de 7,2 M\$ déclarées aux porteurs de parts au cours de la période précédant le Regroupement au 30 mars 2010 sont prises en compte dans le calcul du résultat net au lieu d'être comptabilisées comme des distributions.

Résultat net

Au deuxième trimestre de 2011, la Société a enregistré une perte nette de 6,8 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,09 \$ par action). Pour la période correspondante de 2010, Innergex a constaté une perte nette de 7,0 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,12 \$ par action). Cette amélioration du résultat net est attribuable en grande partie à :

- une hausse de 15,8 M\$ du BAIIA attribuable principalement à l'Acquisition de Cloudworks;
- une diminution de la perte de 3,2 M\$ de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation de 11,2 M\$ des charges financières;
- une augmentation de 0,5 M\$ des coûts de transaction;
- une hausse de 4,5 M\$ de l'amortissement; et
- un écart défavorable de 2,5 M\$ de la charge d'impôts.

RAPPORT DE GESTION

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

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, la Société a enregistré une perte nette de 1,1 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 0,04 \$ par action). Pour la période correspondante de 2010, Innergex a constaté une perte nette de 72,0 M\$ (perte nette – résultat de base et dilué de 1,26 \$ par action). Cette amélioration du résultat net est attribuable en grande partie à :

- une hausse de 19,8 M\$ du BAIIA attribuable principalement à l'Acquisition de Cloudworks;
- une diminution de 3,8 M\$ des coûts de transaction;
- une diminution de la perte de 14,8 M\$ de la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés;
- une charge non récurrente de 51,8 M\$ comptabilisée au premier trimestre de 2010 en lien avec la juste valeur de marché du capital des porteurs de parts;
- un écart favorable de 1,0 M\$ des charges liées à l'accord de redevances; et
- un écart favorable de 7,2 M\$ des distributions versées aux actionnaires.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par :

- une augmentation de 14,1 M\$ des charges financières;
- une hausse de 8,3 M\$ de l'amortissement; et
- un écart défavorable de 5,2 M\$ de la charge d'impôts.

Pour la période de trois mois terminée le 30 juin 2011, les résultats par action de base et dilués ont été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 80 326 422 actions ordinaires en circulation. Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, les résultats par action de base et dilués ont été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 60 986 956 actions ordinaires en circulation. Conformément aux IFRS, 1 034 000 options d'achat d'actions étaient antidilutives pendant ces périodes, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché étant inférieur au prix de levée. Les 808 024 options d'achat d'actions restantes étaient antidilutives pour le calcul des montants par action, même si le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était supérieur au prix de levée, la Société ayant comptabilisé une perte nette pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011. Les Débentures convertibles étaient antidilutives, le cours moyen étant inférieur au prix de conversion. Un nombre total de 7 558 684 actions ordinaires pourraient potentiellement être émises lors de la conversion des Débentures convertibles. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les résultats par action avaient été calculés en fonction d'un nombre moyen pondéré de 55 529 845 actions ordinaires en circulation. Toutes les options d'achat d'actions étaient antidilutives pendant cette période. À l'égard de 1 034 000 options d'achat d'actions, le cours moyen de l'action ordinaire de la Société sur le marché était inférieur au prix de levée. L'inclusion des 808 024 options d'achat d'actions restantes aurait entraîné une perte par action ordinaire moins élevée. Les Débentures convertibles étaient également antidilutives, le cours moyen étant inférieur au prix de conversion.

Au 30 juin 2011, la Société avait un total de 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées série A et 1 842 024 options d'achat d'actions en circulation. Au 31 décembre 2010, la Société avait un total de 59 532 606 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées série A et 1 842 024 options d'achat d'actions en circulation.

Participations ne donnant pas le contrôle

Pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, la Société a affecté des pertes de 0,4 M\$ et 0,6 M\$ respectivement aux participations ne donnant pas le contrôle (montant négligeable en 2010). Ces participations sont liées aux Centrales en exploitation de Harrison acquises lors de l'Acquisition de Cloudworks le 4 avril 2011, à l'Installation en exploitation Fitzsimmons Creek et au Projet en développement Kwoiek Creek.

RAPPORT DE GESTION

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

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles ont totalisé 18,8 M\$ (flux de trésorerie affectés aux activités opérationnelles de 16,2 M\$ en 2010). Cette variation est principalement attribuable à la hausse de 19,8 M\$ du BAIIA, à la diminution de 3,8 M\$ des coûts de transaction, à la baisse de 8,5 M\$ de la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et aux distributions non récurrentes de 9,7 M\$ versées aux porteurs de parts en 2010, partiellement contrebalancées par une hausse de 8,8 M\$ des intérêts versés. La variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement provient principalement de l'effet positif d'une hausse des créditeurs et des charges à payer, comparativement à une diminution pendant la même période en 2010 (19,1 M\$), partiellement contrebalancée par une augmentation plus importante des débiteurs (8,2 M\$) et une hausse des charges payées d'avance et autres (2,4 M\$). Lors du Regroupement, Innergex d'avant le regroupement disposait d'un montant de 88,4 M\$ au titre de la trésorerie et des équivalents de trésorerie qu'elle a utilisé partiellement pour rembourser les créditeurs et les charges à payer dus par les entités d'Innergex d'avant le regroupement.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont atteint 173,6 M\$ (affectation de 45,1 M\$ en 2010). Ce montant traduit principalement une augmentation de la dette à long terme nette de 38,0 M\$ (remboursement net de 45,1 M\$ en 2010) et une émission de capital-actions de 155,3 M\$ (néant en 2010), partiellement contrebalancée par un montant de 19,8 M\$ en dividendes versés aux actionnaires ordinaires et privilégiés (néant en 2010).

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement de la Société se sont élevés à 191,4 M\$ (encaissement de 78,4 M\$ en 2010). Pendant cette période, les acquisitions d'entreprises ont représenté un décaissement de 160,8 M\$ (néant en 2010), les ajouts aux immobilisations corporelles ont représenté un décaissement de 24,0 M\$ (1,8 M\$ en 2010), les ajouts aux frais de développement liés aux projets un décaissement de 11,4 M\$ (6,5 M\$ en 2010), les ajouts aux immobilisations incorporelles et aux autres actifs non courants un décaissement combiné de 0,9 M\$ (0,1 M\$ en 2010), la diminution des liquidités et placements à court terme soumis à restrictions un encaissement de 0,9 M\$ (néant en 2010) et les investissements nets dans les réserves un décaissement de 0,1 M\$ (décaissement net de 1,6 M\$ en 2010). La trésorerie acquise concurrentement avec l'Acquisition de Cloudworks a donné lieu à un encaissement de 4,9 M\$ en 2011 tandis que le Regroupement a représenté un encaissement de 88,4 M\$ en 2010.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, la Société a généré 0,9 M\$ en trésorerie et équivalents de trésorerie (généré 17,1 M\$ en 2010), en raison de ses activités opérationnelles, de financement et d'investissement.

Au 30 juin 2011, la Société détenait 43,0 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (42,1 M\$ au 31 décembre 2010).

Dividendes aux actionnaires privilégiés

Le 10 août 2011, la Société a déclaré un dividende de 0,3125 \$ par Action privilégiée série A payable le 17 octobre 2011 aux actionnaires privilégiés de série A inscrits à la fermeture des marchés le 30 septembre 2011.

Dividendes aux actionnaires ordinaires

Le 10 août 2011, la Société a déclaré un dividende de 0,1450 \$ par action ordinaire payable le 17 octobre 2011 aux actionnaires ordinaires inscrits à la fermeture des marchés le 30 septembre 2011.

RAPPORT DE GESTION

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

UTILISATION DU PRODUIT DU FINANCEMENT

Utilisation du produit du financement	Période de six mois terminée le 30 juin 2011	Période de six mois terminée le 30 juin 2010
	\$	\$
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	56 000	90 720
Produit de l'émission de capital-actions	155 321	-
Produit du financement	211 321	90 720
Trésorerie acquise dans le cadre d'acquisition d'entreprises	4 943	88 394
Acquisitions d'entreprises	(160 844)	-
Ajouts aux immobilisations corporelles	(24 017)	(1 815)
Ajouts aux immobilisations incorporelles	(302)	(68)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(11 375)	(6 457)
Ajouts aux autres actifs non courants	(642)	(78)
Refinancement de la dette à long terme	-	(121 238)
Paiement des frais de financement différés	(88)	(1 714)
Annulation de la facilité de crédit rotatif	-	(12 900)
Remboursement au titre de la dette à long terme	(17 924)	-
Utilisation du produit du financement	(210 249)	(55 876)
Augmentation du fonds de roulement	1 072	34 844

Au premier semestre de 2011, la Société a emprunté 56,0 M\$ et émis des actions pour 155,3 M\$ aux fins du paiement de l'Acquisition de Cloudworks, des ajouts aux immobilisations corporelles et du remboursement de la dette à long terme. Pendant la période correspondante de 2010, la Société a refinancé ses facilités de crédit dans le cadre du Regroupement et a utilisé la trésorerie nette acquise d'Innergex d'avant le regroupement en vue de la réduction des prélèvements et d'ajouts aux actifs.

SITUATION FINANCIÈRE

Actif

Au 30 juin 2011, l'actif total de la Société s'établissait à 1 838,5 M\$ (947,1 M\$ au 31 décembre 2010). Cette augmentation est attribuable principalement aux facteurs suivants :

- les liquidités et placements à court terme soumis à restrictions, soit un nouveau poste de 36,8 M\$ attribuable à l'Acquisition de Cloudworks;
- les débiteurs, qui ont augmenté de 14,7 M\$ à 31,2 M\$, comme l'explique la section « Fonds de roulement »;
- les comptes de réserves qui ont augmenté de 21,4 M\$ à 50,0 M\$, en raison de l'Acquisition de Cloudworks;
- les immobilisations corporelles, qui ont augmenté de 612,3 M\$ à 1 081,6 M\$ en raison de l'Acquisition de Cloudworks;
- les immobilisations incorporelles, qui ont augmenté de 210,8 M\$ à 436,4 M\$ en raison de l'Acquisition de Cloudworks;
- et
- les frais de développement liés aux projets qui ont augmenté de 5,9 M\$ à 117,8 M\$ en raison principalement de l'Acquisition de Cloudworks

Fonds de roulement

À la fin du deuxième trimestre de 2011, le fonds de roulement était positif de 56,3 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,87:1,00. À la fin de l'exercice 2010, le fonds de roulement était positif de 14,0 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 1,27:1,00. L'augmentation du fonds de roulement par la Société au cours des six derniers mois est attribuable surtout à l'Acquisition de Cloudworks.

RAPPORT DE GESTION

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

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 nouvelle facilité de crédit rotatif de 350,0 M\$. Au 30 juin 2011, 13,9 M\$ US et 72,4 M\$ avaient été prélevés sur ces facilités de crédit à titre d'avances de fonds et 21,8 M\$ avaient été affectés pour l'émission de lettres de crédit.

Les débiteurs ont augmenté pour passer de 14,7 M\$ au 31 décembre 2010 à 31,2 M\$ au 30 juin 2011, les produits ayant augmenté au deuxième trimestre de 2011 par rapport au dernier trimestre de 2010 en raison de variations saisonnières et de l'Acquisition de Cloudworks. Les débiteurs comprennent principalement des montants à recevoir d'entreprises de services publics pour la vente d'électricité.

Les créiteurs et charges à payer ont augmenté pour passer de 21,7 M\$ au 31 décembre 2010 à 24,9 M\$ au 30 juin 2011. Ils se composent principalement de créances et de charges à payer liées à l'Acquisition de Cloudworks et de comptes fournisseurs liés aux installations Carleton, Rutherford Creek, L'Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables.

Les charges payées d'avance et autres ont augmenté pour passer de 4,6 M\$ au 31 décembre 2010 à 5,6 M\$ au 30 juin 2011.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif à court terme ont augmenté pour passer de 8,5 M\$ au 31 décembre 2010 à 9,6 M\$ au 30 juin 2011, en raison de la baisse des taux d'intérêt de référence pour les échéances à court terme depuis la fin de 2010.

Une portion de 9,5 M\$ de la tranche à court terme de la dette à long terme, qui totalise, 15,1 M\$, porte sur les facilités de crédit liées à L'Anse-à-Valleau, Hydro-Windsor, Glen Miller, Umbata Falls, Carleton, Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek. Le solde de 5,6 M\$ est lié aux Centrales en exploitation de Harrison nouvellement acquises.

Comptes de réserve

Ventilation des comptes de réserve	30 juin 2011	31 décembre 2010
	\$	\$
Réserve hydrologique / éolienne	45 386	16 511
Réserve pour réparations majeures	4 647	4 436
Réserve pour nivellement	-	494
Total	50 033	21 441

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

- 1) 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 ou 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 2010 est attribuable principalement à l'Acquisition de Cloudworks (28,7 M\$).
- 2) La réserve pour réparations majeures, qui a été établie pour permettre le financement préalable des travaux de réparations majeures nécessaires pour maintenir la capacité de production de la Société. L'augmentation de cette réserve depuis le 31 décembre 2010 est attribuable principalement à l'Acquisition de Cloudworks.

Au 31 décembre 2010, la Société disposait d'un compte de réserve supplémentaire :

- 1) La réserve pour nivellement, qui a été établie afin de niveler la contribution monétaire provenant des centrales pour payer les distributions aux porteurs de parts. Comme prévu, la réserve a été éteinte au premier trimestre de 2011.

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 et d'actes de fiducie-sûreté.

RAPPORT DE GESTION

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

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des projets hydroélectriques, éoliens et solaires qui sont soit en exploitation, soit en construction. Elles sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées et sont amorties selon la méthode d'amortissement linéaire au moindre de i) la période pendant laquelle la Société détient les droits à l'égard des actifs ou ii) une période de 15 à 75 ans pour les installations hydroélectriques ou de 15 à 25 ans pour les parcs éoliens. L'amortissement pour les installations PV solaires sera établi avant le début de la mise en service commercial. Comme l'exigent les IFRS, la Société a ajusté l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles pour tenir compte de l'amortissement des principales composantes en fonction de leur durée d'utilité estimée respective. La Société possédait des immobilisations corporelles de 1 081,6 M\$ au 30 juin 2011, comparativement à 612,3 M\$ au 31 décembre 2010. Cette augmentation découle de l'Acquisition de Cloudworks, de la construction des projets éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne et de la construction du Projet Stardale, partiellement contrebalancées par l'amortissement.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent différents CAÉ, permis et licences. Ils incluent aussi la garantie prolongée des turbines des parcs éoliens Baie-des-Sables, L'Anse-à-Valleau et Carleton. La Société possédait des immobilisations incorporelles de 436,4 M\$ au 30 juin 2011, soit une augmentation par rapport à 210,8 M\$ au 31 décembre 2010 qui découle de l'Acquisition de Cloudworks et du Projet Stardale, facteurs partiellement contrebalancés par l'amortissement. À l'exception de 2,7 M\$ associés à la garantie prolongée relative aux parcs éoliens, les immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 11 à 40 ans à compter de la mise en service commercial ou de l'acquisition du projet y afférent. La valeur de la garantie prolongée des parcs éoliens est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période de trois ans de la garantie.

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans l'acquisition et le développement de Projets en développement pour lesquels un CAÉ a été signé et 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 2011, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 117,8 M\$ (5,9 M\$ au 31 décembre 2010). Cette augmentation est attribuable à l'Acquisition de Cloudworks et aux Projets en développement qui en sont à la phase d'obtention des permis.

Goodwill

Le goodwill de la Société s'établissait à 8,3 M\$ au 30 juin 2011 (idem au 31 décembre 2010). Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation tous les ans ou plus fréquemment s'il existe une indication d'une perte de valeur. Aucune perte de valeur n'a été constatée pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011.

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

Les charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme sont définies comme étant des engagements de prêts à long terme qui ont été mis en place et qui seront utilisés pour financer les projets actuellement en construction de la Société ou pour lesquels la construction est terminée mais dont certains coûts n'ont pas encore été payés. Au 30 juin 2011, la Société avait des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme de 29,5 M\$ (néant au 31 décembre 2010).

Dettes à long terme

Au 30 juin 2011, la dette à long terme s'établissait à 867,8 M\$ (358,7 M\$ au 31 décembre 2010). L'augmentation de la dette à long terme découle de l'Acquisition de Cloudworks et des prélèvements nets de la Facilité de crédit d'exploitation et de la Facilité de crédit BDS, partiellement contrebalancés par des remboursements de la dette à long terme prévus (4,3 M\$).

RAPPORT DE GESTION

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

Dette à long terme	30 juin 2011	31 décembre 2010
	\$	\$
Facilités de crédit d'exploitation (i)		
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	19 800	-
Avances au taux LIBOR, 13 900 \$ US, renouvelables jusqu'en mars 2013	13 407	13 825
Facilité de crédit BDS (ii)		
Avances au taux préférentiel renouvelables jusqu'en mars 2013	300	-
Acceptations bancaires renouvelables jusqu'en mars 2013	52 300	27 400
Emprunts à terme		
Prêts camions, échéant en 2011 et 2012 (iii)	93	-
Glen Miller, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013; (iv)	14 000	14 500
Carleton, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2013; (v)	47 546	49 083
Umbata Falls, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2014; (vi)	24 120	24 348
Fitzsimmons Creek, emprunt pour la construction, taux variable; (vii)	22 505	22 551
Hydro-Windsor, emprunt à terme, taux fixe, échéant en 2016; (viii)	5 442	5 841
Rutherford Creek, emprunt à terme, taux fixe, échéant en 2024; (ix)	50 000	50 000
Ashlu Creek, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2025; (x)	103 553	104 406
L'Anse-à-Valleau, emprunt à terme, taux variable, échéant en 2026; (xi)	46 815	47 891
Kwoiek Creek, emprunt à terme subordonné, taux fixe; (xii)	150	150
Obligations		
Harrison, obligation à rendement réel échéant en 2049 (xiii)	226 188	-
Harrison, obligation à taux fixe échant en 2049 (xiv)	216 433	-
Harrison, obligation à rendement réel échéant en 2049 (xv)	26 271	-
Frais de financement différés	(1 118)	(1 305)
	867 805	358 690
Tranche de la dette échéant à moins d'un an	(15 050)	(9 259)
	852 755	349 431

L'encours de la dette de la Société au 30 juin 2011 était réparti de la façon suivante :

- i) Une facilité de crédit rotatif de 117,4 M\$, garantie par une hypothèque de premier rang portant sur les éléments d'actif d'Innergex et par diverses sûretés fournies par certaines de ses filiales. La facilité parviendra à échéance en 2013 et elle n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base aux États-Unis, d'avances au taux LIBOR ou de lettres de crédit. Quelle que soit la forme prise par les avances, l'intérêt est fonction du taux de référence en vigueur, majoré d'une marge établie en fonction du ratio dette de premier rang consolidée / BAIIA ajusté d'Innergex. Au 30 juin 2011, un montant de 33,2 M\$ était exigible en vertu de cette facilité et un montant de 21,8 M\$ était engagé pour l'émission de lettres de crédit; la portion inutilisée et disponible de la Facilité de crédit d'exploitation totalisait donc 62,4 M\$. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt global moyen était de 5,31 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- ii) Une facilité de crédit rotatif de 52,6 M\$ garantie par une sûreté fournie par Innergex et par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Baie-des-Sables. La facilité parviendra à échéance en 2013 et elle n'est pas amortie. Les avances accordées en vertu de cette facilité prennent la forme d'acceptations bancaires, d'avances au taux préférentiel, d'avances au taux de base aux États-Unis ou d'avances au taux LIBOR. Quelle que soit la forme prise par les avances, l'intérêt est fonction du taux de référence en vigueur, majoré d'une marge établie en fonction du ratio dette de premier rang consolidée / BAIIA ajusté d'Innergex. Au 30 juin 2011, la totalité de la facilité était utilisée. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt global moyen était de 7,02 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;

RAPPORT DE GESTION

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

- iii) Dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge des prêts camions pour un montant total de 0,1 M\$. Les prêts sont garantis par des camions et sont sans intérêt ou portent intérêt à un taux de 0,9 %. Ils viennent à échéance en 2011 et 2012.
- iv) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un prêt à terme sans recours de 15,3 M\$ échéant en 2013. Il est garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller. Ce prêt est remboursé au rythme de 250 \$ par trimestre. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt global moyen était de 5,68 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- v) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un prêt à terme sans recours de 50,9 M\$ échéant en 2013. Il est garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton. Ce prêt a été comptabilisé à sa juste valeur marchande de 51,7 M\$ au 29 mars 2010. Les remboursements de capital trimestriels sont basés sur une période d'amortissement de 18,5 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt effectif global était de 4,82 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- vi) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un prêt à terme sans recours de 24,8 M\$ (représentant la participation de 49 % de la Société dans cette centrale) échéant en 2014. Il est garanti par la participation de 49 % de la Société dans la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Les remboursements de capital trimestriels sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt global moyen était de 5,31 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- vii) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un prêt 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 ce prêt pour la construction. Il est garanti par la centrale hydroélectrique Fitzsimmons Creek et vient à échéance cinq ans après sa conversion d'un emprunt pour la construction en un emprunt à terme. Les remboursements de capital mensuels commenceront lors de la conversion et seront basés sur une période d'amortissement de 30 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt effectif global était de 6,88 % après comptabilisation des swaps de taux d'intérêt;
- viii) Lors de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Hydro-Windsor en 2004, la Société a pris en charge un prêt à terme sans recours de 8,3 M\$ venant à échéance en 2016. Il est garanti par la centrale hydroélectrique Hydro-Windsor. Ce prêt a été comptabilisé à un montant de 9,9 M\$, soit sa juste valeur marchande au 27 avril 2004. Le prêt est remboursable par des versements mensuels de capital et d'intérêts de 105 \$. Le prêt porte intérêt à un taux fixe effectif de 8,25 %;
- ix) Dans le cadre de l'acquisition de la centrale hydroélectrique Rutherford Creek en 2005, la Société a pris en charge un prêt sans recours de 50,0 M\$ venant à échéance en 2024. Ce prêt est garanti par la centrale hydroélectrique Rutherford Creek. Ce prêt est remboursable à partir du 1^{er} juillet 2012 par des versements mensuels d'intérêts et de capital de 511 \$. D'ici là, des versements mensuels d'intérêts seulement de 286 \$ sont effectués. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 6,88 %;
- x) Dans le cadre du Regroupement, la Société a pris en charge un prêt pour la construction sans recours de 100,4 M\$, qui a été comptabilisé à sa juste valeur marchande de 95,6 M\$ au 29 mars 2010. En juillet 2010, la Société a effectué un prélèvement final, portant le prélèvement total à une juste valeur de marché de 105,2 M\$. Parallèlement à ce dernier prélèvement, le prêt pour la construction a été converti en prêt à terme échéant en 2025. Il est garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek. Les remboursements trimestriels de capital sont basés sur une période d'amortissement de 25 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires ou au taux préférentiel majoré d'une marge applicable. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt effectif global moyen était de 6,23 %, après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;

RAPPORT DE GESTION

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

- x) Dans le cadre de l'acquisition d'une participation de 38 % dans le parc éolien L'Anse-à-Valleau en 2007, la Société a pris en charge un prêt à terme sans recours de 54,5 M\$ échéant en 2026. Il est garanti par la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien L'Anse-à-Valleau. Les remboursements de capital trimestriels sont basés sur une période d'amortissement de 18,5 ans. Le prêt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge de crédit applicable. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt global moyen était de 5,93 % après comptabilisation du swap de taux d'intérêt;
- xii) 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 16,2 M\$ au 30 juin 2011.
- xiii) Dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge une obligation à rendement réel de premier rang de 258,7 M\$ échéant en 2049. Elle est garantie par les Centrales en exploitation de Harrison. L'obligation a été comptabilisée à sa juste valeur de 223,9 M\$ lors de l'Acquisition de Cloudworks. L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 5 790 \$, avant un ajustement selon l'IPC. Le 1^{er} décembre 2031, le montant du paiement diminue à 4 481 \$, avant un ajustement selon l'IPC. L'obligation porte intérêt à un taux fixe ajusté selon un ratio d'inflation ainsi qu'un intérêt compensatoire au titre de l'inflation. Les deux ajustements en fonction de l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt effectif global était de 6,47 %;
- xiv) Dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge une obligation à taux fixe de premier rang de 244,8 M\$ échéant en 2049. Elle est garantie par les Centrales en exploitation de Harrison. L'obligation a été comptabilisée à sa juste valeur de 216,4 M\$ lors de l'Acquisition de Cloudworks. L'obligation est remboursable au moyen de versements combinés semestriels de capital et d'intérêts totalisant 8 072 \$. Le 1^{er} décembre 2031, le montant du paiement diminue à 6 724 \$. L'obligation porte intérêt à un taux fixe effectif de 6,67 %;
- xv) Dans le cadre de l'Acquisition de Cloudworks, la Société a pris en charge une obligation à rendement réel de second rang de 28,7 M\$ échéant en 2049. Elle est garantie par les Centrales en exploitation de Harrison, mais prend rang après les obligations décrites en xiii) et xiv). L'obligation a été comptabilisée à sa juste valeur de 25,8 M\$ lors de l'Acquisition de Cloudworks. L'obligation est remboursable au moyen de versements d'intérêts trimestriels totalisant 291 \$, avant un ajustement selon l'IPC. Le 1^{er} juin 2017, les paiements trimestriels augmentent à 389 \$, avant un ajustement selon l'IPC, et comprennent le remboursement du capital jusqu'à l'échéance. L'obligation porte intérêt à un taux fixe ajusté selon un ratio d'inflation ainsi qu'un intérêt compensatoire au titre de l'inflation. Les deux ajustements en fonction de l'inflation sont fondés sur l'IPC, non désaisonnalisé. Au 30 juin 2011, le taux d'intérêt effectif global était de 7,47 %.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ conclus par plusieurs filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice 2011, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ.

Débtures convertibles

Dans le cadre du Regroupement, la Société a émis les Débtures convertibles représentant un notionnel total de 80,5 M\$. Au 30 juin 2011, la composante capitaux empruntés des Débtures convertibles était estimée à 79,4 M\$ et la composante capitaux propres à 1,3 M\$ (79,3 M\$ et 1,3 M\$ respectivement au 31 décembre 2010).

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

RAPPORT DE GESTION

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

Actions privilégiées

Le 14 septembre 2010, la Société a émis un total de 3 400 000 Actions privilégiées série A au prix de 25,00 \$ par action pour un produit brut total de 85,0 M\$. Pour la période initiale de cinq ans se terminant le 15 janvier 2016, mais excluant cette date, (la « Période à taux fixe initiale »), les porteurs d'Actions privilégiées série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés au comptant, à taux fixe et cumulatifs, selon leur déclaration par le conseil d'administration de la Société (le « Conseil d'administration »). Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, avril, juillet et octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,25 \$ l'action. Un dividende initial de 0,42123 \$ par action a été versé le 17 janvier 2011. Des dividendes trimestriels ultérieurs de 0,3125 \$ par action ont été versés le 15 avril 2011 et le 15 juillet 2011.

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

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur le financement par emprunt. Puisque ces Dérivés font l'objet d'ententes conclues avec d'importantes institutions financières cotées A ou mieux par S&P, la Société considère le risque d'illiquidité comme étant faible.

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

Pris collectivement, les contrats de swap présentés dans le tableau qui suit permettent à la Société d'éliminer le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur un montant total de 408,0 M\$ de la dette à long terme réelle et prévue. Combiné à l'encours de 272,1 M\$ des emprunts à taux fixe et au montant de 79,4 M\$ au titre des Débentures convertibles, ceci signifie que 94 % de l'endettement réel et une partie de l'endettement prévu de la Société sont protégées contre les hausses de taux d'intérêt; excluant les obligations à rendement réel qui s'élèvent à 252,5 M\$ au 30 juin 2011. Les obligations à rendement réel ne sont pas soumises aux fluctuations des taux d'intérêt; les charges d'intérêts fluctuent en fonction de l'IPC mais puisque les CAÉ des Centrales en exploitation de Harrison assurent des hausses de produits basées sur l'IPC, le risque d'une hausse de taux d'intérêt de la Société est limité.

Montant notionnel des contrats de swap	Option de résiliation anticipée	30 juin 2011	31 décembre 2010
		\$	\$
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	46 814	47 890
Swap de taux d'intérêt au taux de 3,45 % amorti jusqu'en mars 2027	décembre 2013	46 816	48 315
Swaps de taux d'intérêt différé au taux de 4,31 %, amorti jusqu'en juin 2030	juin 2016	31 690	31 690
Swaps de taux d'intérêt différé au taux de 4,33 %, amorti jusqu'en juin 2031	septembre 2011	49 940	49 940
Swap de taux d'intérêt au taux de 4,11 % amorti jusqu'en juin 2034	aucune	24 120	24 348
Swaps de taux d'intérêt au taux de 4,70 %, amortis jusqu'en juin 2035	juin 2025	108 105	109 067
		408 085	411 850

RAPPORT DE GESTION

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

Les Dérivés avaient une valeur négative nette de 31,5 M\$ à la fin du deuxième trimestre de 2011 (valeur négative de 31,3 M\$ à la fin de 2010). Cette variation est attribuable à une légère diminution des taux d'intérêt de référence pour les échéances à long terme depuis la fin de 2010.

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

La Société a comptabilisé les Dérivés 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. La Société n'applique pas la comptabilité de couverture à ses Dérivés.

Au 30 juin 2011, la juste valeur marchande des instruments financiers dérivés relatifs à certains CAÉ conclus avec Hydro-Québec était positive à 10,2 M\$ (10,9 M\$ au 31 décembre 2010). Ces instruments représentent la valeur attribuée aux clauses d'inflation minimum de 3 % par année incluses dans ces contrats.

Impôts différés

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à des actifs ou passifs d'impôts différés. Au 30 juin 2011, le passif net d'impôts différés de la Société se chiffrait à 127,2 M\$, comparativement à un passif net d'impôts différés de 69,5 M\$ au 31 décembre 2010. Cette hausse s'explique principalement par l'Acquisition de Cloudworks et le Projet Stardale.

Arrangements hors état de la situation financière

Au 30 juin 2011, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 25,3 M\$ afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. De ce montant, 21,8 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 23,4 M\$ en vue de soutenir la construction des parcs éoliens Montagne-Sèche et Gros-Morne et du Projet Stardale.

Capitaux propres

Au 30 juin 2011, les capitaux propres de la Société totalisaient 646,9 M\$, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 117,0 M\$, comparativement à 358,9 M\$ au 31 décembre 2010, y compris des participations ne donnant pas le contrôle de 2,6 M\$. L'augmentation du total des capitaux propres découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks et de l'émission d'actions ordinaires réalisée concurrentement. L'Acquisition de Cloudworks explique également l'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle.

Au 10 août 2011, la Société avait un total de 81 282 460 actions ordinaires, 80 500 Débentures convertibles, 3 400 000 Actions privilégiées série A et 1 842 024 options d'achat d'actions en circulation.

RAPPORT DE GESTION

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

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
	\$	\$	\$	\$	\$
Dettes à long terme, y compris les débentures convertibles	1 016 158	16 379	199 068	36 342	764 369
Intérêts sur la dette à long terme et les débentures convertibles	701 193	51 533	94 931	78 874	475 855
Contrats de location-exploitation	13 694	411	845	877	11 562
Obligations d'achat ¹	132 148	84 781	24 367	3 107	19 893
Autres ²	3 364	826	939	873	725
Total des obligations contractuelles	1 866 557	153 930	320 150	120 073	1 272 404

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.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES AJUSTÉS

Les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ajustés sont calculés à partir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, 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. L'effet des coûts de transaction est aussi éliminé puisqu'ils sont financés par d'autres sources de capital que les flux de trésorerie provenant des activités opérationnelles. La Société ajoute ou déduit également les montants qui sont retirés ou investis dans la réserve hydrologique / éolienne, la réserve pour réparations majeures et la réserve pour nivellement 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 opérationnelles ajustés de la façon suivante :

Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ajustés	Période de six mois terminée le	Période de six mois terminée le
	30 juin 2011	30 juin 2010
	\$	\$
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	18 814	(16 194)
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	12 115	20 650
Coûts de transaction	1 563	5 330
Distributions versées aux porteurs de parts	-	9 688
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(64)	451
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ajustés	32 428	19 925

Pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011, Innergex a généré des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ajustés de 32,4 M\$ (19,9 M\$ en 2010). Cette amélioration est principalement attribuable à une hausse de 19,8 M\$ du BAIIA, facteur partiellement contrebalancé par une augmentation de 8,8 M\$ des intérêts versés et une hausse de 1,9 M\$ de l'impôt sur le résultat payé.

RAPPORT DE GESTION

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

DIVIDENDES

Dividendes	Période de trois	Période de trois	Période de six	Période de six
	mois terminée le	mois terminée le	mois terminée le	mois terminée le
	30 juin 2011	30 juin 2010	30 juin 2011	30 juin 2010
	\$	\$	\$	\$
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées série A	1 063	-	2 125	-
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	11 786	8 821	20 418	16 059
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – résultat de base	80 326	59 533	69 987	51 461
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,148	0,290	0,317

Au cours des périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, la Société a déclaré des dividendes de 1,1 M\$ et de 2,1 M\$ respectivement sur les Actions privilégiées série A (néant en 2010) et de 11,8 M\$ et de 20,4 M\$ sur les actions ordinaires, soit 0,145 \$ et 0,290 \$ respectivement par action ordinaire (8,8 M\$ et 16,1 M\$ ou 0,148 \$ et 0,317 \$ respectivement par action ordinaire en 2010).

INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs géographiques

Au 30 juin 2011, la Société exploitait 19 centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens au Canada et une centrale hydroélectrique aux États-Unis. Pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend située aux États-Unis a généré des produits opérationnels de 0,8 M\$ et 1,2 M\$ respectivement (0,9 M\$ et 1,1 M\$ respectivement en 2010), ce qui représente des apports de 1,8 % et 1,8 % respectivement (3,4 % et 2,8 % respectivement en 2010) aux produits opérationnels 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, éoliennes et solaires photovoltaïques 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 » des états financiers consolidés résumés non audités de la Société pour le deuxième trimestre de 2011. 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.

RAPPORT DE GESTION

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

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement d'emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Période de trois mois terminée le 30 juin 2011				
Production (MWh)	521 531	73 786	-	595 317
Produits opérationnels tirés de clients externes	37 395	6 450	-	43 845
Charges :				
Frais opérationnels	4 517	1 165	-	5 682
Paiement fondé sur des actions	63	21	42	126
Frais généraux et administratifs	1 155	401	1 161	2 717
Charges liées aux Projets potentiels	-	-	702	702
Résultat avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	31 660	4 863	(1 905)	34 618
Période de trois mois terminée le 30 juin 2010				
Production (MWh)	298 656	71 097	-	369 753
Produits opérationnels tirés de clients externes	19 168	6 187	-	25 355
Charges :				
Frais opérationnels	2 616	1 175	-	3 791
Paiement fondé sur des actions	45	17	30	92
Frais généraux et administratifs	822	468	650	1 940
Charges liées aux Projets potentiels	-	-	752	752
Résultat avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	15 685	4 527	(1 432)	18 780

RAPPORT DE GESTION

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

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement d'emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
Période de six mois terminée le 30 juin 2011				
Production (MWh)	658 659	176 838	-	835 497
Produits opérationnels tirés de clients externes	49 223	15 438	-	64 661
Charges :				
Frais opérationnels	6 898	2 571	-	9 469
Paiement fondé sur des actions	113	51	92	256
Frais généraux et administratifs	1 951	905	1 729	4 585
Charges liées aux Projets potentiels	-	-	1 009	1 009
Résultat avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	40 261	11 911	(2 830)	49 342
Période de six mois terminée le 30 juin 2010				
Production (MWh)	396 570	130 849	-	527 419
Produits opérationnels tirés de clients externes	28 013	11 340	-	39 353
Charges :				
Frais opérationnels	3 992	2 088	-	6 080
Paiement fondé sur des actions	45	17	31	93
Frais généraux et administratifs	1 430	695	784	2 909
Charges liées aux Projets potentiels	-	-	762	762
Résultat avant intérêts, impôts, amortissement et autres éléments	22 546	8 540	(1 577)	29 509
Au 30 juin 2011				
Goodwill	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	1 329 814	248 525	260 130	1 838 469
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	438 872	263	44 105	483 240
Au 31 décembre 2010				
Goodwill	8 269	-	-	8 269
Total de l'actif	600 007	264 449	82 684	947 140
Ajouts aux immobilisations corporelles depuis le début de l'exercice	1 304	318	37 224	38 846

Secteur de la production hydroélectrique

Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2011, les centrales hydroélectriques ont produit 10 % et 9 % de moins d'électricité que la moyenne à long terme respectivement, en raison des conditions hydrologiques inférieures aux prévisions pour les installations du secteur situées en Colombie-Britannique et aux États-Unis, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 37,4 M\$ et de 49,2 M\$ respectivement. Au cours des périodes correspondantes de 2010, la production avait été inférieure de 12 % et de 9 % aux moyennes à long terme en raison de conditions hydrologiques inférieures aux prévisions pour la plupart de ses installations et des travaux d'inspection des tunnels et d'amélioration exécutés à la centrale Ashlu Creek. Ces niveaux de production ont donné lieu à des produits opérationnels bruts de 19,2 M\$ et de 28,0 M\$ respectivement.

RAPPORT DE GESTION

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

L'apport des Centrales en exploitation de Harrison est inclus en date du 5 avril 2011. Ces installations ont dégagé un apport de 16,2 M\$ aux produits opérationnels.

L'augmentation de l'actif total depuis le 31 décembre 2010 est attribuable à l'Acquisition de Cloudworks, partiellement contrebalancée par l'amortissement des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles.

Secteur de la production éolienne

Pour les périodes de trois mois et de six mois terminées le 30 juin 2011, le secteur de la production éolienne a produit 3 % et 6 % de moins d'électricité que prévu respectivement, ce qui a donné lieu à des produits opérationnels de 6,5 M\$ et 15,4 M\$ respectivement. Ce résultat est principalement attribuable au régime de vent inférieur aux prévisions aux trois parcs éoliens. Pour les périodes correspondantes de 2010, la production avait été inférieure de 6 % et de 13 % aux prévisions en raison des conditions météorologiques au-dessous des moyennes à long terme et de l'arrêt de la production au parc éolien L'Anse-à-Valleau pendant cinq jours en janvier 2010, arrêt causé par des travaux réalisés par Hydro-Québec sur la ligne de transport. Ces niveaux de production ont donné lieu à des produits opérationnels bruts de 6,2 M\$ et 11,3 M\$ respectivement.

Par suite du Regroupement, l'apport du parc éolien Carleton est inclus dans les résultats depuis le 30 mars 2010. L'ajout de Carleton compte pour 3,1 M\$ de l'augmentation de 4,1 M\$ des produits opérationnels pour la période de six mois terminée le 30 juin 2011 par rapport à la même période en 2010. Le reste de l'écart est attribuable au meilleur rendement des parcs éoliens L'Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables pour la période correspondante.

L'actif total a diminué depuis le 31 décembre 2010 en raison de l'amortissement des immobilisations corporelles.

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 2010 découle principalement de l'Acquisition de Cloudworks.

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, des sommes n'ont été versées qu'au premier trimestre de 2010. Pendant ce trimestre, le Fonds a versé 0,6 M\$ pour des services rendus en vertu 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. Par suite du Regroupement, les porteurs de parts du Fonds (sauf Innergex) détenaient une participation de 61 % dans Innergex tandis que les actionnaires d'Innergex d'avant le regroupement détenaient la participation résiduelle de 39 %.

Le prix d'acquisition total s'est élevé à 195,2 M\$ et a été comptabilisé aux termes d'IFRS 3. 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. La répartition du prix d'acquisition est présentée à la note 6 afférente aux états financiers consolidés résumés non audités de la Société pour le deuxième trimestre de 2011.

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, disponibles sur le site Web d'Innergex (www.innergex.com) et sur SEDAR (www.sedar.com).

RAPPORT DE GESTION

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

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

La préparation d'états financiers conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses. Ces estimations et hypothèses ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la divulgation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours de la période considérée, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant notamment sur le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge dans les acquisitions d'entreprises, la dépréciation d'actifs, les durées d'utilité et le caractère recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, l'impôt différé de même que sur la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les dérivés. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions actuelles, la ligne de conduite que la direction prévoit adopter de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement dans la mesure où les hypothèses et les estimations devaient changer. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés résumés non audités de la Société pour le deuxième trimestre de 2011.

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

MODIFICATIONS FUTURES

IAS 1 – Présentation des autres éléments du résultat global

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à IAS 1, Présentation des états financiers, afin de séparer les autres éléments du résultat global qui sont reclassés dans le résultat de ceux qui ne le sont pas. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1er juillet 2012. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

IFRS 9 – Instruments financiers

La norme entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'adoption anticipée est permise.

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

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

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

La Société évalue actuellement l'incidence qu'aura l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

IFRS 10 – États financiers consolidés

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 10, qui fournit des directives supplémentaires pour déterminer si une entreprise détenue doit être consolidée. Les directives s'appliquent à toutes les entreprises détenues, y compris les entités ad hoc. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

IFRS 11 – Participations dans des coentreprises

La norme IFRS 11, *Participations dans des coentreprises*, a fait l'objet d'une révision par l'IASB et la nouvelle norme IFRS 11, *Accords de partenariat*, a été publiée le 12 mai 2011. La date d'entrée en vigueur de la norme révisée est le 1^{er} janvier 2013. La norme IFRS 11 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 de l'état de la situation financière et de du compte de résultat. La présentation du résultat net et de l'actif net devrait demeurer la même selon la méthode de la mise en équivalence. Cependant, les soldes correspondant à chaque poste de l'état de la situation financière et du compte de résultat devraient être sensiblement différents.

RAPPORT DE GESTION

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

Plusieurs participations dans des entreprises associées et des coentreprises sont consolidées dans Innergex selon les IFRS. Ces participations sont consolidées en totalité ou consolidées proportionnellement. Selon la norme IFRS révisée, certaines de ces participations pourraient devoir être comptabilisées à l'état de la situation financière comme des participations dont les résultats seraient inscrits comme quote-part du résultat net d'une entité sous influence notable. La Société n'a pas encore terminé sa révision de la nouvelle norme IFRS 11.

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

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 12, qui regroupe et modifie les obligations en matière d'informations à fournir comprises dans d'autres normes. La norme exige qu'une entreprise fournisse des informations sur ses filiales, ses accords conjoints, ses entreprises associées et ses entités structurées non consolidées. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur

En mai 2011, l'IASB a publié IFRS 13, qui vise à fournir des directives détaillées pour les cas où les normes IFRS exigent que la juste valeur soit utilisée. La norme donne des directives sur l'évaluation de la juste valeur et impose des informations à fournir sur ces évaluations. La norme doit être adoptée pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013. La Société évalue actuellement l'incidence que cette norme pourrait avoir sur le résultat de ses activités et sa situation financière.

CHANGEMENTS APPORTÉS EN 2011

Transition aux IFRS

Les états financiers consolidés résumés non audités pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2011 ont été les premiers états financiers publiés par la Société qui ont été établis selon les IFRS.

La Société a discuté avec ses 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. Conformément aux prévisions, la conversion aux IFRS n'a causé aucun problème avec les définitions des clauses restrictives et des ententes de crédit connexes.

IFRS

Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada étaient tenues d'adopter les IFRS. À compter du 1^{er} janvier 2011, les sociétés devaient passer des PCGR du Canada aux IFRS. La Société a donc appliqué les normes IFRS dans le cadre de l'établissement des présents états financiers consolidés résumés trimestriels.

La date de transition de la Société est le 1^{er} janvier 2010, soit la date de début de l'exercice comparatif. La Société a préparé son état de la situation financière à cette date. La date de clôture des états financiers consolidés audités sera le 31 décembre 2011. La date d'adoption des IFRS par la Société est le 1^{er} janvier 2011.

Selon la norme IFRS 1, les normes sont appliquées rétrospectivement à la date de transition et tous les ajustements apportés aux actifs et aux passifs sont portés aux résultats non distribués, à moins que certaines exemptions s'appliquent. En conformité avec les directives d'IFRS 1 concernant l'établissement des états financiers consolidés, la Société a décidé de se prévaloir des exemptions autorisées pour certaines normes IFRS tout en envisageant des exceptions à l'application rétrospective d'autres normes IFRS.

La Société a appliqué les exemptions suivantes relativement aux autres normes :

Regroupement d'entreprises

La Société a appliqué l'exemption prévue en vertu de la norme IFRS 1. Les regroupements d'entreprises qui ont eu lieu avant la date de transition n'ont pas été retraités en conformité avec la norme IFRS 3. La Société a plutôt conservé le classement selon les PCGR du Canada. Les actifs acquis et les passifs pris en charge lors de regroupements d'entreprises antérieurs ont été comptabilisés à la date de transition aux IFRS car ils étaient admissibles à la comptabilisation selon les IFRS. L'accord d'échange d'actions du 29 mars 2010 survenu après la date de transition n'est pas pris en compte dans la portée de l'exemption.

RAPPORT DE GESTION

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

Coût présumé des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles

Tel qu'il est permis en vertu de la norme IFRS 1, la Société a utilisé les valeurs déterminées lors du premier appel public à l'épargne du Fonds le 4 juillet 2003 à titre de coût présumé des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles aux fins des IFRS.

La Société a appliqué l'exception obligatoire suivante à l'application rétrospective d'autres IFRS :

-Estimations

Les estimations faites en conformité avec les IFRS en date du 1^{er} janvier 2010 concordent avec celles qui ont été faites pour la même date conformément aux PCGR du Canada.

La section suivante présente les incidences sur les résultats de la conversion des PCGR du Canada aux IFRS.

Produits opérationnels

La Société peut recevoir des subventions aux termes du Programme écoÉNERGIE. Ces subventions correspondent à 10 \$ par MWh produit par diverses installations. Conformément aux CAÉ, la Société doit transférer à Hydro-Québec 75 % des paiements reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE pour les parcs éoliens Carleton, Baie-des-Sables et L'Anse-à-Valleau.

Selon les PCGR du Canada, la Société calculait les paiements reçus en vertu du Programme écoÉNERGIE en déduction des produits opérationnels.

Conformément à IAS-18, les paiements bruts écoÉNERGIE sont inclus dans les produits opérationnels des installations et un ajustement correspondant au transfert de 75 % à Hydro-Québec est inscrit dans les frais opérationnels des installations.

Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations

Aux termes des PCGR du Canada, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations était comptabilisée initialement à sa juste valeur au moyen de l'actualisation des flux de trésorerie futurs estimatifs au moyen d'un taux déterminé au moment où la Société engageait une obligation légale liée à la mise hors service d'un actif et lorsqu'un estimation raisonnable de la juste valeur pouvait être faite. La désactualisation était constatée comme une charge de désactualisation comptabilisée au titre d'une charge opérationnelle.

Selon IAS 37, les charges de désactualisation se rapportant aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations doivent être ajustées pour tenir compte de l'obligation d'actualiser les flux de trésorerie futurs estimatifs à un taux approprié déterminé à la date de l'état de la situation financière et doivent être comptabilisées à titre de charges financières.

Paiement fondé sur des actions

Aux termes des PCGR du Canada, la Société comptabilisait le paiement fondé sur des actions selon une méthode linéaire.

Selon la norme IFRS 2, les entités doivent traiter chaque acquisition de droits comme une attribution distincte d'options d'achat d'actions, chaque versement ayant une période d'acquisition différente.

Coûts de transaction

Aux termes des PCGR du Canada, la Société capitalisait les coûts de transaction engagés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises.

Selon la norme IFRS 3, les coûts de transaction engagés dans le cadre d'un regroupement d'entreprises doivent être passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

Amortissement

Selon les PCGR du Canada, l'amortissement des immobilisations corporelles est établi à partir des durées de vie estimatives des actifs au moyen de la méthode linéaire.

Selon IAS 16, l'amortissement des immobilisations corporelles est ajusté pour tenir compte de l'amortissement des principales composantes compte tenu de leurs durées d'utilité estimées respectives.

RAPPORT DE GESTION

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

Amortissement des immobilisations incorporelles

Selon les PCGR du Canada et les IFRS, l'amortissement des immobilisations incorporelles est établi à partir de la durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles.

Aux termes d'IAS 36, toutes les immobilisations incorporelles doivent être soumises à un test de dépréciation au 1^{er} janvier 2010. Par suite du test de dépréciation effectué par la Société, les valeurs comptables des immobilisations incorporelles ont subi une perte de valeur et il en a découlé une charge d'amortissement moins élevée.

Selon les PCGR du Canada, la date d'évaluation des instruments de capitaux émis correspond à quelques jours avant et après l'acceptation et l'annonce des conditions; la Société a constaté le pourcentage de participations ne donnant pas le contrôle dans les immobilisations incorporelles nettes acquises à leurs valeurs comptables existantes.

Selon la norme IFRS 3, la date d'évaluation des instruments de capitaux émis correspond à la date d'acquisition et les participations ne donnant pas le contrôle sont calculées selon leur part proportionnelle dans les immobilisations incorporelles nettes acquises à la date de l'accord d'échange d'actions. Le résultat a été une répartition du prix d'acquisition différente pour la Société, qui a eu une incidence sur les immobilisations incorporelles et l'amortissement connexe.

Perte latente sur le capital des porteurs de parts

Selon les PCGR du Canada, les capitaux propres du Fonds se composaient de parts de fiducie émises aux porteurs de parts.

Selon les IFRS, les parts de fiducie sont considérées comme des instruments financiers et sont reclassées à titre de passifs dont la variation de la juste valeur est constatée aux comptes de résultat.

Charge d'impôts différés

Aux termes des PCGR du Canada, lorsqu'un actif d'impôts différés lié à un regroupement d'entreprises antérieur est comptabilisé, il sert en premier lieu à réduire le goodwill et en deuxième lieu les immobilisations incorporelles non amorties.

Selon IAS 12, un actif d'impôts différés lié à une acquisition antérieure doit être comptabilisé aux comptes de résultat.

Les ajustements apportés aux valeurs comptables des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles, des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, de la dette à long terme et des débetures convertibles ont une incidence sur les impôts différés.

Distributions déclarées aux porteurs de parts

Selon les PCGR du Canada, les distributions déclarées aux porteurs de parts étaient comptabilisées comme des distributions dans les capitaux propres.

Selon IAS 32, le capital des porteurs de parts est reclassé dans le passif à long terme et, par conséquent, les distributions déclarées aux porteurs de parts sont incluses dans le résultat net.

RAPPORT DE GESTION

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

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 2010. 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 2010. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR

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

RENSEIGNEMENTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

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

Renseignements financiers trimestriels (non audités)				
Pour les périodes de trois mois terminées les :				
en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2011 ¹	31 mars 2011 ¹	31 déc. 2010 ¹	30 sept. 2010 ¹
Production (MWh)	595 317	240 180	343 754	356 262
Produits opérationnels	43,8	20,8	26,8	25,2
BAIIA	34,6	14,7	19,0	19,7
Résultat net	(6,8) ²	5,7 ³	14,9 ⁴	(11,6) ⁵
Résultat net (\$ par action – résultat de base et dilué)	(0,09) ²	0,08 ³	(0,25) ⁴	(0,19) ⁵
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées série A	1,1	1,1	1,5	-
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	8,8	8,6	8,6	8,6
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,145	0,145	0,145	0,145

1. Établis conformément aux IFRS.

2. En excluant la perte latente de 10,9 M\$ sur instruments financiers dérivés et la charge d'impôts différés afférente de 2,9 M\$, le résultat net pour le deuxième trimestre de 2011 aurait été de 1,2 M\$ (0,01 \$ par action ordinaire – résultat de base et dilué).

3. En excluant le profit latent de 9,5 M\$ sur instruments financiers dérivés et la charge d'impôts différés afférente de 2,6 M\$, la perte nette pour le premier trimestre de 2011 aurait été de 1,2 M\$ (0,04 \$ par action ordinaire – résultat de base et dilué).

4. En excluant le gain latent de 15,5 M\$ sur instruments financiers dérivés et la charge d'impôts différés afférente de 4,1 M\$, le résultat net pour le quatrième trimestre de 2010 aurait été de 3,5 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire – résultat de base et dilué).

5. En excluant la perte latente de 20,1 M\$ sur instruments financiers dérivés et l'économie d'impôts différés afférente de 5,4 M\$, le résultat net pour le troisième trimestre de 2010 aurait été de 3,1 M\$ (0,05 \$ par action ordinaire – résultat de base et dilué).

RAPPORT DE GESTION

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

Renseignements financiers trimestriels (non audités)				
Pour les périodes de trois mois terminées les :				
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2010 ¹	31 mars 2010 ¹	31 déc. 2009 ²	30 sept. 2009 ²
Production (MWh)	369 753	157 666	189 011	223 302
Produits opérationnels	25,4	14,0	13,2	15,0
BAIIA	18,8	10,7	10,2	11,9
Résultat net	(7,0) ³	(64,9) ⁴	7,0	2,8
Résultat net (\$ par action – résultat de base et dilué)	(0,12) ³	(1,33) ⁴	0,16	0,07
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	(7,9)	(8,2)	4,8	10,3
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	20,9	(0,3)	2,4	(2,1)
Fonds nets prélevés des (investis dans les) comptes de réserve (non financés par la dette à long terme)	(2,5)	0,9	-	0,2
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ajustés	10,5	7,6	7,2	8,4
Dividendes déclarés sur les Actions privilégiées série A	-	7,2	7,4	7,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$ par action)	0,148	0,169	0,171	0,171

1. Établis en conformité avec les IFRS.

2. Établis en conformité avec les PCGR du Canada.

3. En excluant la perte latente sur instruments financiers dérivés de 14,1 M\$ et l'économie d'impôts différés afférente de 3,8 M\$, le résultat net du deuxième trimestre de 2010 aurait été de 3,3 M\$ (0,06 \$ par action ordinaire – résultat de base et dilué).

4. En excluant la perte latente sur le capital des porteurs de parts de 51,8 M\$, la perte latente sur instruments financiers dérivés de 2,0 M\$, l'économie d'impôts différés afférente de 0,8 M\$, la charge autre qu'en espèce liée à l'entente de redevances de 1,0 M\$ et les distributions déclarées aux porteurs de parts de 7,2 M\$, la perte nette pour le premier trimestre de 2010 aurait été de 3,7 M\$ (0,09 \$ par action ordinaire – résultat de base et dilué).

La comparaison des résultats des plus récents trimestres illustre la saisonnalité qui est propre aux actifs de la Société : la production d'électricité, les produits opérationnels bruts et le BAIIA varient d'un trimestre à l'autre. Comme la production hydroélectrique représente 82 % de la production moyenne à long terme de la Société, la 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. Toutefois, les primes sur l'électricité produite pendant les mois les plus froids de l'année qui sont prévues dans certains CAÉ des centrales hydroélectriques de la Société atténuent cette saisonnalité. La production des parcs éoliens l'atténue également, puisque les régimes de vent sont généralement les plus importants lors du premier trimestre d'une année type.

En excluant les éléments non récurrents, le lecteur s'attendrait à ce que le résultat net et le résultat 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 résultat net et le résultat 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 résultat net et du résultat net par action est la variation de la valeur marchande des instruments financiers dérivés. Par suite de la transition aux IFRS, la perte latente sur le capital des porteurs de parts de 51,8 M\$ a été un autre facteur ayant eu une incidence uniquement sur les résultats du premier trimestre de 2010. L'analyse historique du résultat net et du résultat net par action doit donc tenir compte de ces facteurs. Il est important de rappeler que les variations de la valeur marchande des instruments financiers dérivés découlent des mouvements des taux d'intérêt et du taux d'inflation et n'ont pas d'incidence sur le BAIIA et les charges financières.

RAPPORT DE GESTION

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Financement du projet solaire Stardale

Le 28 juillet 2011, la Société a annoncé la conclusion d'une convention de prêt pour la construction et le financement par emprunt à long terme du Projet Stardale consistant en un prêt à terme sans recours de 111,7 M\$ et une facilité de crédit de 5,6 M \$ pour l'émission de lettres de crédit. La convention de prêt avec la Banque de Tokyo Mitsubishi UFJ, Ltd., agissant comme arrangeur principal et agent administratif, sera valable pendant la période de construction et une période de 18 ans après la conversion du prêt pour la construction en prêt à terme.

Refinancement des facilités de crédit d'exploitation

Le 9 août 2011, Innergex a annoncé la conclusion du refinancement de sa facilité de crédit rotatif de 170,0 M\$, qui comprend une facilité de crédit rotatif de 117,4 M\$ et une facilité de crédit rotatif de 52,6 M\$, au moyen d'une nouvelle facilité de crédit rotatif sur cinq ans de 350,0 M\$. Selon les termes de la nouvelles facilité de crédit, la Facilité de crédit d'exploitation a été portée à 222,4 M\$, la Facilité de crédit BDS demeure inchangée à 52,6 M\$ et une facilité de crédit rotatif de 75,0 M\$ s'ajoute. En plus d'un financement accru, la Société bénéficie de plus de souplesse et de meilleurs termes et conditions.

Renseignements pour les investisseurs

Inscription boursière

Les actions ordinaires d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.
Les Actions privilégiées série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.PR.A.
Les Débentures convertibles d'Innergex énergie renouvelable inc. sont inscrites au TSX sous le symbole INE.DB.

Agences de notation

Innergex énergie renouvelable inc. est notée BBB- par S&P et BBB (faible) par DBRS.
Les Actions privilégiées série A d'Innergex énergie renouvelable inc. sont notées P-3 par S&P et Pfd-3 (faible) par DBRS.

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

Auditeurs

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

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

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