

# 09

Premier rapport trimestriel

L'énergie de la croissance

Innergex énergie renouvelable inc.



# États financiers consolidés

## Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009

### (Non vérifiés)

États consolidés des résultats	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
	\$	\$
<b>Produits</b>		(Retraité, Note 3 a)
Exploitation	4 646 372	711 715
Frais de gestion	597 008	593 775
Quote-part du bénéfice net (de la perte nette) d'une entité sous influence notable	272 493	(334 914)
	5 515 873	970 576
<b>Charges</b>		
Frais d'exploitation	335 641	276 793
Rémunération à base d'actions	390 907	390 907
Frais généraux et administratifs	1 627 542	1 108 383
	2 354 090	1 776 083
Bénéfices (perte) provenant des opérations	3 161 783	(805 507)
Charges liées aux projets potentiels	509 306	524 236
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	2 652 477	(1 329 743)
Intérêts sur la dette à long terme	1 104 361	239 744
Perte réalisée sur instrument financier dérivé	1 496 950	-
Autres produits	(19 353)	(265 751)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	70 519	(1 303 736)
Amortissement	1 516 762	372 925
Perte nette non réalisée sur instruments financiers dérivés	1 125 405	6 072 327
Perte avant impôts sur les bénéfices et parts des actionnaires sans contrôle	(2 571 648)	(7 748 988)
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	1 204	1 315
Futurs	(582 811)	(1 931 470)
	(581 607)	(1 930 155)
Perte nette avant parts des actionnaires sans contrôle	(1 990 041)	(5 818 833)
Pertes attribuées aux parts des actionnaires sans contrôle	72 468	-
<b>Perte nette</b>	(1 917 573)	(5 818 833)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	23 500 000	23 500 000
Perte nette de base, par action	(0,08)	(0,25)
Nombre d'actions en circulation, après dilution	23 500 000	23 544 428
Perte nette par action, après dilution	(0,08)	(0,25)

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

# États financiers consolidés

## Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009

### (Non vérifiés)

États consolidés du résultat étendu	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
	\$	\$
Perte nette	(1 917 573)	(5 818 833)
Autres éléments du résultat étendu		(Retraité, Note 3 a)
Gain de change non réalisé sur une filiale étrangère autonome du placement dans une entité sous influence notable	19 213	-
Perte de change non réalisée sur la tranche désignée de la dette utilisée comme couverture de la filiale étrangère autonome du placement dans une entité sous influence notable	(19 290)	-
	(77)	-
Résultat étendu	(1 917 650)	(5 818 833)
États consolidés du déficit	\$	\$
(Déficit) bénéfiques non répartis au début de la période, tel(s) que présenté(s) antérieurement	(32 315 983)	1 593 334
Effet cumulatif des modifications de conventions comptables sur les exercices précédents (Note 3 a)	(1 987 708)	(105 581)
(Déficit) bénéfiques non répartis redressé(s), au début de la période	(34 303 691)	1 487 753
Perte nette	(1 917 573)	(5 818 833)
Déficit à la fin	(36 221 264)	(4 331 080)
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de la période	1 221	-
Autres éléments du résultat étendu	(77)	-
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de la période	1 144	-
Total du déficit et du cumul des autres éléments du résultat étendu	(36 220 120)	(4 331 080)

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

# États financiers consolidés

## Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009

### (Non vérifiés)

Bilans consolidés	31 mars 2009	31 décembre 2008
	\$	\$
<b>Actif</b>		(Retraité, Note 3 a)
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9 060 906	5 957 780
Débiteurs (Note 4)	6 156 366	22 891 011
Charges payées d'avance et autres	1 986 743	1 242 318
	17 204 015	30 091 109
Immobilisations corporelles	237 210 455	229 527 304
Actifs incorporels	44 610 744	44 376 880
Frais de développement liés aux projets	28 463 928	27 881 244
Placement dans une entité sous influence notable	56 143 842	57 052 056
Impôts futurs	11 525 978	10 992 537
Écart d'acquisition	30 511 446	30 511 446
Autres actifs à long terme	2 034 472	1 268 236
	427 704 880	431 700 812
<b>Passif</b>		
Passif à court terme		
Emprunt bancaire (Note 5)	12 000 000	9 750 000
Créditeurs et charges à payer	15 865 478	12 019 239
Instruments financiers dérivés	19 910 912	20 411 968
Tranche à court terme de la dette à long terme (Note 6)	3 527 360	15 993 983
	51 303 750	58 175 190
Retenues de garantie au titre de la construction	975 830	5 057 542
Instruments financiers dérivés	3 966 097	2 311 110
Charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	7 260 150	14 120 894
Dette à long terme (Note 6)	163 202 431	149 514 434
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	462 719	453 452
Impôts futurs	4 841 444	4 776 520
Parts des actionnaires sans contrôle	180 400	252 868
	232 192 821	234 662 010
<b>Capitaux propres</b>		
Capital-actions	229 472 343	229 472 343
Surplus d'apport	2 084 836	1 693 929
Bons de souscription	175 000	175 000
Total du déficit et du cumul des autres éléments du résultat étendu	(36 220 120)	(34 302 470)
	195 512 059	197 038 802
	427 704 880	431 700 812

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

# États financiers consolidés

## Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009

### (Non vérifiés)

États consolidés des flux de trésorerie	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
	\$	\$
		(Retraité, Note 3 a)
<b>Activités d'exploitation</b>		
Perte nette	(1 917 573)	(5 818 833)
Éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement des immobilisations corporelles	1 250 526	286 470
Amortissement des actifs incorporels	266 236	86 455
Quote-part (du bénéfice net) de la perte nette d'une entité sous influence notable	(272 493)	334 914
Rémunération à base d'actions	390 907	390 907
Perte nette non réalisée sur instruments financiers dérivés	1 125 405	6 072 327
Impôts futurs	(582 811)	(1 931 470)
Pertes attribuées aux parts des actionnaires sans contrôle	(72 468)	-
Autres éléments	68 487	-
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation (Note 7)	18 173 190	(5 491 226)
	18 429 406	(6 070 456)
<b>Activités de financement</b>		
Augmentation (remboursement) de l'emprunt bancaire	2 250 000	(2 000 000)
Émission au titre de la dette à long terme	15 054 000	5 990 000
Remboursement au titre de la dette à long terme	(13 891 846)	-
	3 412 154	3 990 000
<b>Activités d'investissement</b>		
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(17 159 012)	(9 127 743)
Ajouts aux actifs incorporels	(500 100)	-
Ajouts aux frais de développement liés aux projets	(1 522 242)	(914 878)
Distributions reçues d'une entité sous influence notable	1 180 630	1 180 630
Ajouts aux autres actifs à long terme	(737 710)	(121 951)
	(18 738 434)	(8 983 942)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	3 103 126	(11 064 398)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	5 957 780	34 690 837
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>9 060 906</b>	<b>23 626 439</b>
<i>La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont composés des éléments suivants :</i>		
Encaisse	2 576 782	3 654 319
Placements à court terme	6 484 124	19 972 120
	9 060 906	23 626 439

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la Note 7.

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

# Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

---

## 1. Description des activités

Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada). La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant indépendant d'installations de production d'énergie renouvelable qui concentre ses activités principalement dans les secteurs de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne.

## 2. Principales conventions comptables

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non-vérifiés (les « états financiers ») ont été préparés en conformité avec les principes comptables généralement reconnus au Canada (« PCGR »). Les états financiers comprennent les comptes de la Société et de ses filiales ainsi que ceux de l'entité à détenteurs de droits variables de laquelle la Société est le principal bénéficiaire et les comptes de coentreprises jusqu'à concurrence de la quote-part de leurs actifs, passifs, produits et charges respectifs revenant à la Société. Les investissements sur lesquels la Société peut exercer une influence notable sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation. Tous les soldes et opérations intersociétés significatifs ont été éliminés. Les présents états financiers n'incluent pas toutes les divulgations requises selon les PCGR pour les états financiers annuels et, par conséquent, ils devraient être lus conjointement avec les états financiers consolidés vérifiés et les notes jointes qui sont inclus dans le dernier rapport annuel de la Société.

Les produits de la Société varient avec chaque saison et conséquemment les résultats intermédiaires ne devraient pas être considérés comme représentatifs des résultats d'une année complète. Les présents états financiers n'ont pas fait l'objet d'une vérification ou révision de la part des vérificateurs externes de la Société.

Les présents états financiers ont été préparés selon les mêmes principes comptables et méthodes d'application décrites dans le dernier rapport annuel de la Société, à l'exception de la nouvelle convention, décrite à la Note 3, qui a pris effet rétroactivement le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

### *Liquidités*

Le fonds de roulement déficitaire de la Société s'élève à 34 099 735 \$ au 31 mars 2009. Le déficit est imputable i) à l'emprunt bancaire de 12 000 000 \$ et ii) aux instruments financiers dérivés de couverture de 19 910 912 \$ utilisés principalement par Ashlu Creek LP, une filiale de la Société, pour protéger le projet Ashlu de son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt.

Durant le premier trimestre de 2009, tel que décrit à la Note 5, l'emprunt bancaire a été renouvelé jusqu'au 26 février 2010 et n'est pas exigible avant cette date.

À moins que les taux d'intérêt de référence n'augmentent pour revenir à des conditions plus favorables, auquel cas la valeur négative des couvertures se trouverait réduite, l'incapacité de proroger l'échéance des contrats de couverture ou d'obtenir du nouveau financement pourrait entraîner un manque de liquidités. La filiale pourrait alors ne pas être en mesure de tenir ses engagements conformément à son entente de financement. L'entente de financement de la filiale et les contrats de couverture sont sans recours pour la Société et peuvent être exercés uniquement sur les actifs et les garanties de la filiale. Dans la mesure où la Société ou la filiale sont incapables de redresser la situation, la filiale pourrait se trouver dans une position où elle serait dans l'impossibilité de rembourser à l'échéance l'obligation financière en vertu du programme de couverture. Cette situation entraînerait une perte de valeur du placement de la Société dans la filiale mais pas des autres actifs de la Société.

## Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

Par le passé, la Société et ses filiales ont été en mesure de proroger ou de renouveler leurs instruments financiers dérivés de couverture ou d'obtenir du financement externe pour satisfaire leurs besoins de liquidités avec la perspective qu'une fois leurs projets terminés et opérationnels, ceux-ci contribueraient aux besoins de liquidités futurs. Le plan actuel de la direction relativement à la grande incertitude décrite ci-dessus consiste à : i) poursuivre les discussions avec les prêteurs de la filiale pour proroger l'échéance des contrats de couverture jusqu'à la date de mise en service du projet Ashlu prévue en novembre 2009; dans le cas peu probable où la direction est incapable d'arriver à une entente avec ses prêteurs, elle pourrait prendre les mesures suivantes : ii) chercher du financement additionnel pour rembourser les contrats de couverture, iii) envisager l'émission de titres supplémentaires par la filiale ou la Société ou iv) monétiser d'autres actifs de la Société.

Durant le premier trimestre de 2009, tel que décrit à la note 8, les contrats à terme sur obligations ont tous été renouvelés. Voir aussi la note 11 pour des renouvellements additionnels.

Dans la conjoncture économique actuelle, même si les institutions financières continuent de prêter, elles sont beaucoup plus prudentes et certaines modalités pourraient se traduire par des coûts plus élevés pour obtenir du crédit ou simplement par l'incapacité d'en obtenir pour la poursuite des projets en développement ou des projets potentiels de la Société. Si la Société est dans l'incapacité d'obtenir du financement pour des projets en temps opportun et à des conditions commerciales acceptables, la construction de projets en développement additionnels ou de projets prospectifs pourrait être remise à plus tard. Les activités d'exploitation et de construction actuelles de la Société sont financées au moyen de financements sans recours à long terme fournis par d'importantes banques avec lesquelles elle a établi d'excellents liens. Au 13 mai 2009, seul le financement pour le projet Fitzsimmons Creek restait à obtenir pour que la Société soit en mesure de satisfaire tous ses besoins financiers pour les projets en cours de construction. La Société a toutefois conclu un engagement ferme lié au financement de Fitzsimmons Creek en mars 2009 auprès d'une institution financière canadienne. À la suite du processus habituel de syndication, la Société prévoit conclure ce financement d'ici la fin du deuxième trimestre de 2009.

Par conséquent, la Société a conclu qu'il n'existe aucun doute important sur sa capacité à continuer à titre d'entreprise en exploitation et ses états financiers ont été établis sur une base de continuité d'exploitation.

### 3. Modification de conventions comptables

- a) Le chapitre 3064 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« Manuel de l'ICCA »), intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », remplace le chapitre 3062, intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, intitulé « Frais de recherche et de développement ». Diverses modifications ayant trait à l'uniformisation ont été apportées à d'autres chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Le nouveau chapitre, publié en février 2008, s'applique aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2008. Par conséquent, la Société a adopté la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition après leur comptabilisation initiale et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes relatives aux écarts d'acquisition sont inchangées par rapport aux normes incluses dans l'ancien chapitre 3062. Les activités de la Société comprennent des frais liés aux projets potentiels qui étaient capitalisés dans les coûts liés aux nouveaux projets. En appliquant la norme du chapitre 3064, ces frais sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Cette norme est applicable rétroactivement et exige que la société passe en charges les frais liés aux projets potentiels auparavant capitalisés. L'incidence de cette nouvelle norme sur le bilan consolidé de la Société au 1<sup>er</sup> janvier 2008 est le suivant :

Comptes du bilan consolidé	Actif	Passif et capitaux propres
	\$	\$
Frais de développement liés aux projets	(145 312 )	
Impôts futurs		(39 731)
Capitaux propres		(105 581)
	(145 312 )	(145 312)

## Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

L'incidence de cette nouvelle norme sur l'état consolidé des résultats pour le premier trimestre de 2008 est la suivante :

Comptes de l'état consolidé des résultats	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
	\$
Augmentation des charges liées aux projets potentiels	524 236
Diminution de la perte de valeur des frais de développement liés aux projets	(49 762)
Recouvrement de l'impôt futur	(129 718)
Augmentation nette de la perte	344 756
Augmentation de la perte nette par action, de base et diluée	(0,01)

L'incidence de cette nouvelle norme sur le bilan consolidé de la Société en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009 est la suivante :

Comptes du bilan consolidé	Actif	Passif et capitaux propres
	\$	\$
Frais de développement liés aux projets	(3 112 701)	
Écart d'acquisition	(705 344)	
Actif d'impôts futurs	470 457	
Passif d'impôts futurs		(154 857)
Parts des actionnaires sans contrôle		(1 205 023)
Capitaux propres		(1 987 708)
	(3 347 588)	(3 347 588)

- b) Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») pour les entreprises. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR du Canada aux IFRS. La Société appliquera donc les IFRS à partir du trimestre se terminant le 31 mars 2011. La Société a commencé à élaborer des plans pour la mise en œuvre des nouvelles normes. Un calendrier portant sur toutes les étapes que doit suivre la Société a été établi afin de respecter la date de conversion. Pour le moment, la Société ne peut raisonnablement estimer l'incidence de l'adoption des IFRS sur ses états financiers consolidés.

### 4. Débiteurs

Durant le premier trimestre de 2009, un montant de 8 801 534 \$ à recevoir d'Hydro-Québec et se rapportant au parc éolien de Carleton a été reçu. Un montant de 5 908 632 \$ de taxes à la consommation à recevoir et lié au parc éolien de Carleton a également été reçu durant la même période. Se reporter à la Note 6 a) pour plus de détails.

### 5. Emprunt bancaire

La Société a une facilité d'emprunt bancaire qui a été augmenté de 25 000 000 \$ à 30 000 000\$ le 27 février 2009. Cette facilité est garantie par une hypothèque grevant la totalité des placements et des débiteurs, excluant les actifs déjà donnés en garantie pour d'autres dettes à long terme sans recours. La facilité de crédit est renégociable 364 jours après son augmentation et porte intérêts au taux des acceptations bancaires majoré de 425 points de base.



## Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

### 6. Dette à long terme

	31 mars 2009	31 décembre 2008
	\$	\$
Glen Miller Power, Limited Partnership	16 250 000	16 500 000
Umbata Falls Limited Partnership	24 500 000	21 266 000
Innergex CAR, S.E.C.	52 285 238	64 407 084
Ashlu Creek Investments Limited Partnership	74 800 000	64 500 000
Coûts de financement reportés	(1 105 447)	(1 164 667)
	166 729 791	165 508 417
Current portion of long-term debt:		
Glen Miller Power, Limited Partnership	1 000 000	1 000 000
Umbata Falls Limited Partnership	313 264	176 307
Innergex CAR, S.E.C.	2 450 977	15 054 557
Coûts de financement reportés	(236 881)	(236 881)
	3 527 360	15 993 983
	163 202 431	149 514 434

#### a) Innergex CAR, S.E.C.

Les prêteurs de Innergex CAR, S.E.C. ont accepté de mettre à la disposition de Innergex CAR, S.E.C. deux emprunts à court terme soit : i) un emprunt aux fins du poste de raccordement Hydro-Québec TransÉnergie et ii) un emprunt aux fins de la TPS et de la TVP.

##### i) Emprunt aux fins du poste de raccordement Hydro-Québec TransÉnergie

Les prêteurs avaient mis à la disposition de Innergex CAR, S.E.C. un emprunt à court terme, venant à échéance le 31 mars 2009, d'un montant de 7 300 000 \$. Cet emprunt a été remboursé à la réception du paiement par Hydro-Québec TransÉnergie ayant trait au poste de raccordement. Se reporter à la Note 4 pour plus de détails.

##### ii) Emprunt aux fins de la TPS et de la TVP

Les prêteurs avaient aussi mis à la disposition de Innergex CAR, S.E.C. un emprunt à court terme, venant à échéance le 31 mars 2009, d'un montant de 5 500 000 \$. Cet emprunt a été remboursé à la réception du paiement de la TPS et de la TVP sur les coûts de construction par les agences gouvernementales. Se reporter à la Note 4 pour plus de détails.

#### b) Financement pour Fitzsimmons

Le 24 mars 2009, la Société et un prêteur ont conclu un engagement ferme lié au financement par endettement du projet de Fitzsimmons Creek Hydro LP. La réalisation de ce financement est assujettie à un processus de syndication et sa clôture est prévue avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

## Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

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

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

	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
	\$	\$
Débiteurs	16 734 645	549 090
Charges payées d'avance et autres	(744 425)	(32 229)
Créditeurs et charges à payer	2 182 970	(6 008 087)
	18 173 190	(5 491 226)
<i>Renseignements supplémentaires</i>		
Intérêts payés	1 413 532	1 272 056
Impôts payés	-	168 266
<i>Opérations hors trésorerie</i>		
Diminution des immobilisations corporelles impayées	1 735 999	431 049
Diminution des frais de développement impayés	939 558	357 178
Diminution des charges à payer liées à l'acquisition d'actifs à long terme	6 860 744	-

Les immobilisations corporelles comprennent un actif sans base fiscale, résultant en une augmentation du passif d'impôts futurs de 114 294 \$ au 31 mars 2009. (Aucun au 31 mars 2008).

## Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

### 8. Instruments financiers

#### Risque à l'égard des taux d'intérêt

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

Valeur nominale des contrats réduisant le risque de fluctuation des taux d'intérêt	31 mars 2009	31 décembre 2008
	\$	\$
<i>Contrats à terme sur obligations</i>		
Six contrats à terme sur obligations avec un rendement de 4,05 % à 4,88 %, échéant le 30 avril 2009 (17 mars 2009 en 2008)	85 000 000	85 000 000
Un contrat à terme sur obligations avec un rendement de 5,04 %, échéant le 16 juin 2009 (16 mars 2009 en 2008), assorti d'une garantie de 4 878 119 \$ (4 591 385 \$ en 2008) à l'égard de l'obligation	25 000 000	25 000 000
Deux contrats à terme sur obligations avec un rendement de 4,39 % à 4,63 %, échéant le 27 janvier 2009 (part de 49 % d'un total de 35 000 000 \$)	-	17 150 000
	110 000 000	127 150 000
<i>Swap de taux d'intérêt</i>		
Un swap dégressif de taux d'intérêt portant intérêt à 3,45 %, échéant le 31 mars 2027	52 285 238	53 127 084
Un swap dégressif de taux d'intérêt portant intérêt à 4,11 %, effectif le 30 juin 2009, échéant en juin 2034 (part de 49 % d'un total de 51 000 000 \$)	24 990 000	-
	187 275 238	180 277 084

Le 28 janvier 2009, Umbata Falls Limited Partnership a résilié ses contrats à terme sur obligations de 35 000 000 \$ en contrepartie d'un montant en espèces de 3 055 000 \$ et un montant de 1 660 000 \$ a été intégré dans un swap de taux d'intérêt. Umbata Falls Limited Partnership a conclu un contrat de swap dégressif venant à échéance en juin 2034 lui permettant de payer un taux d'intérêt fixe de 4,11 % à compter du 30 juin 2009. La part de la Société est 49 % de ces montants.

Le 16 mars 2009, le contrat à terme sur obligations de 25 000 000 \$ a été renouvelé jusqu'au 16 juin 2009.

Le 17 mars 2009, les six contrats à terme sur obligations totalisant 85 000 000 \$ ont été renouvelés jusqu'au 31 mars 2009. Ils ont été subséquemment renouvelés jusqu'au 30 avril, 2009. (Se reporter à la note 2 sous « Liquidités » et à la note 11).

### 9. Information sectorielle

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

Les secteurs de la production hydroélectrique et de la production éolienne vendent l'électricité produite par les installations hydroélectriques et les parcs éoliens à des services publics. Le secteur de l'aménagement et de la gestion des emplacements explore les emplacements potentiels, les aménage jusqu'au stade de l'exploitation et en assure la gestion.

## Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)

Les conventions comptables relatives aux secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites dans le sommaire des principales conventions comptables du dernier rapport annuel. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice (de la perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La Société comptabilise au coût les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion 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.

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
<b>Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009</b>				
Produits d'exploitation bruts provenant de clients externes	1 527 469	3 119 263	869 141	5 515 873
Charges :				
Frais d'exploitation	128 060	207 581	-	335 641
Rémunération à base d'actions	-	-	390 907	390 907
Frais généraux et administratifs	43 429	65 477	1 518 636	1 627 542
Charges liées aux projets potentiels	-	-	509 306	509 306
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	1 355 980	2 846 205	(1 549 708)	2 652 477
<b>Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008</b>				
Produits d'exploitation bruts provenant de clients externes	711 715	-	258 861	970 576
Charges :				
Frais d'exploitation	276 793	-	-	276 793
Rémunération à base d'actions	-	-	390 907	390 907
Frais généraux et administratifs	6 249	-	1 102 134	1 108 383
Charges liées aux projets potentiels	-	-	524 236	524 236
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	428 673	-	(1 758 416)	(1 329 743)
<b>Au 31 mars 2009</b>				
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	27 674 446	30 511 446
Total des actifs	64 721 397	89 282 100	273 701 383	427 704 880
Acquisitions d'immobilisations depuis le début de l'année	121 159	56 364	9 921 921	10 099 444
<b>Au 31 décembre 2008</b>				
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	27 674 446	30 511 446
Total des actifs	63 768 010	102 839 825	265 092 977	431 700 812

Suite à l'adoption du chapitre 3064 du Manuel de l'ICCA, décrit à la Note 3 a), les charges liées aux projets prospectifs sont maintenant déduites dans le calcul du bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments.

## **Notes complémentaires aux états financiers consolidés (Non vérifiés)**

---

### **10. Chiffres correspondants**

Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle de la période courante.

### **11. Événements postérieurs**

Le 30 avril 2009, les six contrats à terme sur obligations, tel que décrits à la note 8 et totalisant 85 000 000 \$ ont été renouvelés jusqu'au 29 mai 2009.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

Ce rapport de gestion a été établi le 13 mai 2009.

Le but de ce rapport de gestion est de fournir au lecteur une vue d'ensemble de la situation financière, des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour le trimestre terminé le 31 mars 2009. Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés non vérifiés, ainsi qu'avec les notes afférentes aux états financiers consolidés pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 et le rapport annuel 2008 de la Société. Les états financiers consolidés ont été préparés en vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). Les résultats de la Société sont exprimés en dollars canadiens. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent affecter certains calculs.

### EFFICACITÉ DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, des contrôles et procédures de communication de l'information pour fournir une assurance raisonnable que (i) l'information importante relative à la Société, y compris ses filiales consolidées, est communiquée au président et chef de la direction et au vice-président et chef de la direction financière de la Société par d'autres personnes au sein de ces entités, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis et (ii) l'information qui doit être présentée par la Société dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistré, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation.

### CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Le président et chef de la direction et le vice-président et chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux PCGR applicables à la Société.

Au cours de la période commençant le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et se terminant le 31 mars 2009, aucun changement apporté au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société n'a eu, ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société.

### 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* de ce rapport de gestion, ainsi que dans la section *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2008. Ils comprennent notamment les suivants : la mise en œuvre de la stratégie, les ressources en capital, les instruments financiers dérivés, la crise économique et financière actuelle, le régime hydrologique et éolien, l'investissement dans le Fonds (tel que défini aux présentes), la construction et la conception, le développement de nouvelles installations, le rendement des projets, la défaillance de l'équipement, le taux d'intérêt et le risque lié au refinancement, l'effet de levier financier et les clauses restrictives, la convention de séparation et la relation avec Hydro-Québec. 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 subséquents, 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. La Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser ces énoncés prospectifs pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieures à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la loi ne l'exige.

# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## VUE D'ENSEMBLE

### Général

La Société est un promoteur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et, en vertu d'ententes à long terme, offre des services de gestion et d'administration à Innergex Énergie, Fonds de revenu (le « Fonds ») qui est inscrit à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous le symbole IEF.UN. Les actions de la Société sont inscrites au TSX sous le symbole INE. La Société est l'une des plus actives au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable au Canada et concentre ses activités dans les projets hydroélectriques et éoliens qui bénéficient de faibles frais d'exploitation et de gestion, ainsi que de technologies simples et éprouvées. L'équipe de direction de la Société est active au sein de l'industrie de l'énergie renouvelable depuis 1990 et a aménagé, ou remis à neuf, et mis en service commercial par l'intermédiaire de diverses entreprises, treize centrales hydroélectriques et trois parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 491 mégawatts (« MW »). La Société détient les participations suivantes :

- trois installations en exploitation représentant une puissance installée nette cumulée de 60,9 MW (puissance brute de 140,5 MW). Ces participations sont composées de deux centrales hydroélectriques et d'un parc éolien ayant une puissance installée nette cumulée de 19,3 MW (puissance brute de 31,0 MW) et de 41,6 MW (puissance brute de 109,5 MW), respectivement. Ces installations, mises en service entre 2005 et 2008, avaient un âge moyen pondéré de moins d'une année à la fin du plus récent trimestre. Elles vendent l'énergie produite en vertu de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») à long terme dont la durée moyenne pondérée restante était de 19,3 années au 31 mars 2009;
- sept projets de production d'électricité en développement d'une puissance installée nette cumulée de 197,5 MW (puissance brute de 392,3 MW) pour lesquels des CAÉ ont été conclus avec des entreprises de services publics ou qui sont admissibles au Programme d'offre standard (« POS ») de la British Columbia Hydro and Power Authority (« BC Hydro ») destiné aux petites centrales de production d'énergie renouvelable d'une puissance installée de moins de 10 MW. Parmi ces sept projets, deux sont au stade de la construction et il est prévu que les travaux de construction commenceront pour les cinq autres au cours des prochaines années. Les projets devraient être au stade de la mise en service commercial entre 2009 et 2012;
- des Projets potentiels d'une puissance nette de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW) à différentes étapes de développement;
- une participation directe de 16,1 % dans le Fonds, qui détient une participation indirecte dans dix centrales hydroélectriques et deux parcs éoliens, représentant une puissance installée totale de 340 MW et une participation nette de 210 MW.

Les flux de trésorerie de la Société proviennent de sources diversifiées. Premièrement, en tant que propriétaire de participations dans deux centrales hydroélectrique et un parc éolien en exploitation, la Société perçoit les produits de la vente de l'électricité générée par ces installations. Deuxièmement, en tant que propriétaire d'une participation de 16,1 % dans le Fonds, la Société reçoit des distributions en trésorerie mensuelles stables. Troisièmement, en tant que gestionnaire du Fonds, la Société touche des honoraires annuels de gestion et d'administration et des honoraires incitatifs. Enfin, en tant que promoteur d'installations d'énergie renouvelable, la Société prévoit que ses produits provenant de la production d'électricité augmenteront à nouveau au cours du quatrième trimestre de 2009 et des prochains exercices, compte tenu de la mise en service commerciale prévue de certains projets en développement.

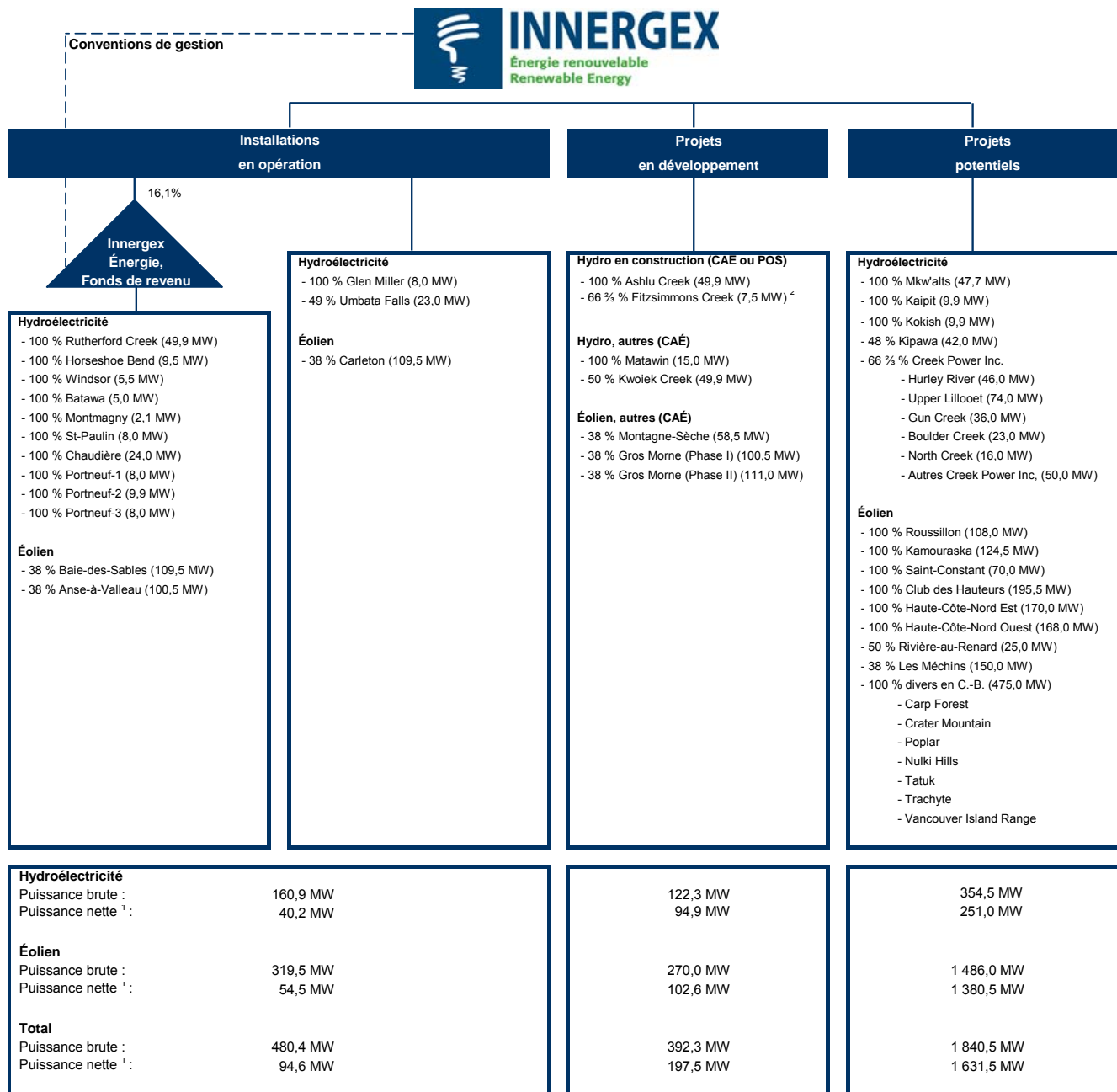
### Portefeuille de projets

Le portefeuille de la Société se compose de participations dans trois groupes de projets de production d'énergie : (i) les installations qui ont été mises en service commercial (les « Installations en opération »); (ii) les projets pour lesquels des CAÉ ont été conclus ou qui sont admissibles au POS de BC Hydro et qui sont en construction ou qui ont des dates prévues de mise en service commercial (les « Projets en développement »); et (iii) 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'une Demande de propositions (« DP ») (les « Projets potentiels »). Le portefeuille de projets de la Société se compose de participations dans quinze Installations en opération, sept Projets en développement et divers Projets potentiels.

# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

Le tableau suivant présente les participations directes et indirectes de la Société dans les Installations en opération, les Projets en développement et les Projets potentiels.



<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Projet admissible au Programme d'offre standard de BC Hydro



# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## Stratégie de la Société

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

## Indicateurs de rendement clés

La Société évalue son rendement à l'aide d'indicateurs clés, dont l'énergie générée en mégawatheures (« MWh »), les flux monétaires nets liés à l'exploitation et le «BAIIA», défini comme étant le bénéfice avant intérêts, provision pour impôts, amortissement et autres éléments. Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues selon les PCGR canadiens 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'elle fournit à la direction et aux lecteurs une indication sur le niveau de sa production et sur sa capacité à générer des fonds provenant de l'exploitation. La Société croit également qu'ils facilitent les comparaisons entre les périodes.

## Saisonnalité

La quantité d'énergie générée par les Installations en opérations dépend habituellement des débits d'eau disponibles et des régimes de vent. Des débits d'eau ou des conditions de vent moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits d'exploitation de la Société et, ainsi, sur sa rentabilité. Il est important de se rappeler que la Société possède des participations dans deux centrales hydroélectriques localisées sur deux bassins versants et un parc éolien, bénéficiant ainsi d'une diversification importante des sources de produits d'exploitation. De plus, compte tenu de la complémentarité de la production issue des centrales hydroélectriques et du parc éolien, les variations saisonnières sont atténuées.

## IMPACT DE LA CRISE FINANCIÈRE

Étant donné la période actuelle de volatilité et d'incertitude à laquelle la plupart des pays développés sont confrontés, cette section sert à informer les investisseurs à propos de cinq paramètres importants qui ont changé en raison de la crise : (i) la disponibilité du crédit et son coût, (ii) la demande des clients, (iii) les taux de change, (iv) les matières premières et (v) les contreparties.

### Disponibilité et coût du crédit

Même si les institutions financières continuent à prêter, elles le font de manière beaucoup plus prudente et imposent certaines conditions qui pourraient accroître le coût du crédit ou empêcher la Société d'y accéder pour la poursuite des Projets en développement ou potentiels. Si la Société n'est pas en mesure d'obtenir du financement pour les projets dans les délais requis et selon des conditions commercialement acceptables, la construction de Projets en développement et de Projets potentiels additionnels pourrait être reportée. Les activités actuelles d'exploitation et de construction de la Société sont financées au moyen de facilités à long terme sans recours conclues avec des banques solides avec lesquelles elle a de bonnes relations. En date de la publication de ce rapport de gestion, seul le financement du projet Fitzsimmons Creek a besoin d'être conclu afin de permettre à la Société de combler tous ses besoins de financement relatifs aux projets en construction. La Société a signé un engagement ferme pour le financement du projet Fitzsimmons Creek en mars 2009 avec une institution financière canadienne. À la suite du processus habituel de syndication, la Société s'attend à clore ce financement d'ici la fin du deuxième trimestre de 2009.

### Demande des clients

La Société vend son électricité à des entreprises de services publics dignes de confiance, détenues par des gouvernements provinciaux selon des CAÉ à long terme. Ces entreprises de services publics sont cotées A+ ou mieux par la firme de notation de crédit Standard & Poor's. La crise financière n'a donc aucun impact sur la demande des clients de la Société pour son électricité. Elle pourrait néanmoins se traduire en définitive par une baisse de la consommation globale d'électricité des clients de ces entreprises. Toutefois, la Société croit que l'énergie renouvelable continuera d'être la source privilégiée d'approvisionnement en nouvelle énergie et que les entreprises de services publics continueront de lancer des DP pour atteindre leurs objectifs en matière d'énergie renouvelable.

### Taux de change

Actuellement, la Société n'est active qu'au Canada et n'est donc pas exposée de façon significative aux variations des taux de change en ce qui a trait à ses opérations. Toutefois, ces variations pourraient exercer un impact sur les achats importants de la Société conclus en devises étrangères. En pareil cas, la Société utilise des instruments de couverture pour éliminer ce risque.

# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## Matières premières

Les coûts de construction de la Société pourraient être exposés aux variations du prix des matières premières. Toutefois, les Projets en développement actuellement en construction, soit Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, sont réalisés en vertu de contrats de construction à prix fixe et ne sont donc pas touchés par les variations du prix des matières premières. Néanmoins, les coûts de construction des projets futurs pourraient bénéficier de prix des matières premières plus faibles puisque le prix de plusieurs composantes des projets est influencé par les prix des matières premières, tels l'acier et le cuivre.

## Contreparties

La crise financière pourrait affecter divers acteurs de l'économie, notamment les clients, les fournisseurs et les institutions financières. La Société estime que, pour les raisons suivantes, le risque lié à ses contreparties n'est pas élevé :

- i. Les clients de la Société sont cotés A+ ou mieux par Standard and Poor's et sont détenus par des gouvernements provinciaux.
- ii. La construction des installations de la Société est confiée à des entrepreneurs et à des sous-traitants pouvant être touchés par la crise, au détriment de la Société. Pour se protéger d'un tel risque, la Société a demandé à ses entrepreneurs de produire des bons émis par des compagnies d'assurance et liés aux aspects matériels et opérationnels du travail, à des montants équivalant à 50 % de la valeur des contrats liant l'entrepreneur à la Société.
- iii. La société a conclu des ententes relatives à sa dette à long terme et à ses instruments financiers dérivés avec d'importantes institutions financières, à qui Standard & Poor's a attribué une cote de crédit de BBB ou plus.

## MISE À JOUR TRIMESTRIELLE

### Participation de 16,1 % de la Société dans le Fonds

Les installations du Fonds ont produit 163 912 MWh au cours du premier trimestre de 2009 alors qu'elles avaient généré 160 939 MWh lors du trimestre correspondant en 2008. Ces résultats représentent une hausse de 2 % de la production d'énergie par rapport au premier trimestre de l'année dernière, mais se situent à un niveau inférieur de 2 % à la moyenne à long terme. Cette croissance est principalement attribuable au parc éolien de L'Anse-à-Valleau, qui fonctionne maintenant à pleine capacité, alors qu'il en était au stade de la mise en service au cours du premier trimestre de 2008, son exploitation commerciale ayant débuté en novembre 2007. Au cours du premier trimestre de 2009, ce niveau de production a généré des produits d'exploitation bruts de 13,9 M\$ et un BAIIA de 11,1 M\$. Au cours de la période correspondante de 2008, les revenus s'étaient élevés à 13,6 M\$, et le BAIIA, à 10,9 M\$.

De l'information supplémentaire sur le Fonds figure sur le site Web SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Cette information n'est pas intégrée par renvoi.

## Installations en opérations

La Société détient une participation dans trois installations en opération, représentant une puissance totale nette de 60,9 MW (puissance brute de 140,5 MW). Il s'agit des centrales hydroélectriques Glen Miller et Umbata Falls (puissance installée nette de 19,3 MW, puissance brute de 31,0 MW) et du parc éolien Carleton (puissance installée nette de 41,6 MW, puissance brute de 109,5 MW).

Production	Période allant du		Période allant du	
	1 <sup>er</sup> janvier au 31 mars 2009		1 <sup>er</sup> janvier au 31 mars 2008	
	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)	Production (MWh)	Moyenne à long terme (MWh)
Glen Miller	14 986	13 500	10 647	13 500
Umbata Falls <sup>1</sup>	6 400	8 901	-	-
Carleton <sup>2</sup>	38 697	38 085	-	-
Total	60 083	60 486	10 647	13 500

<sup>1</sup> La participation de la Société dans cette centrale est de 49 %.

<sup>2</sup> La participation de la Société dans ce parc éolien est de 38 %.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

Les Installations en opération de la Société ont produit 60 083 MWh au cours du premier trimestre de 2009, comparativement à 10 647 MWh lors du trimestre correspondant de 2008. Il s'agit d'une production six fois supérieure à celle de l'an dernier. Cette hausse est due essentiellement à la contribution de la centrale hydroélectrique Umbata Falls et du parc éolien Carleton nouvellement terminés, dont l'exploitation commerciale a débuté en novembre 2008. Toutefois, la centrale Umbata Falls a produit moins d'électricité que prévu en raison de conditions hydrologiques inférieures à ce qui avait été anticipé. Par contre, la centrale hydroélectrique Glen Miller a bénéficié de conditions hydrologiques meilleures que prévu, générant 11 % plus d'énergie que la moyenne à long terme. Le parc éolien Carleton a aussi produit plus d'énergie qu'anticipé en raison de conditions éoliennes supérieures aux prévisions.

### Projets en développement

La Société détient sept Projets en développement. Deux de ces projets sont actuellement en construction et cinq sont à la phase de l'obtention des permis. Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des projets en construction détenus par la Société.

Projets en développement (en construction)						
Nom du projet	Localisation	Puissance installée (MW)	Production moyenne à long terme estimée (MWh)	Coûts totaux de construction estimés (M\$)	Coûts totaux de construction au 31 mars 2009 (M\$)	Date de mise en service commercial prévue
<i>HYDRO</i>						
Ashlu Creek	Colombie-Britannique (« CB »)	49,9	265 000	138,0	105,8	4T 2009
Fitzsimmons Creek <sup>1</sup>	CB	7,5	33 000	33,2	14,7	4T 2010

<sup>1</sup> La participation de la Société dans ce projet est de 66 ⅔ %.

### Ashlu Creek

Le 4 mars 2009, Ashlu Creek Investments Limited Partnership a conclu une entente avec le gouvernement fédéral confirmant que le projet recevra des paiements incitatifs en vertu du programme écoÉNERGIE, sous réserve de la satisfaction de certaines conditions d'ici la mise en service commercial. Le programme écoÉNERGIE accorde un paiement incitatif de 10 \$ par MWh produit au cours des dix premières années d'exploitation. La Société estime que ces paiements incitatifs permettront d'accroître le BAIIA d'environ 2,5M\$ par année au cours des dix premières années suivant la mise en service.

### État d'avancement des travaux

L'achèvement du creusement horizontal du tunnel de 4,4 km du projet Ashlu Creek, réalisé au cours du premier trimestre de 2009, représente une charnière importante de ce chantier. En date de la publication de ce rapport de gestion, le creusement de l'axe vertical de 120 m du tunnel progresse comme prévu, avec plus de 95 % complété. Le travail est terminé en ce qui concerne les chemins d'accès, les lignes de transmission, le poste de raccordement, la déviation du cours d'eau à l'aide de batardeaux, l'évacuateur de crues d'urgence et le déversoir en enrochement. La construction de la prise d'eau, du purgeur et de la centrale est pratiquement terminée, de même que la fabrication de l'équipement. La mise en service commercial est prévue pour la fin de 2009.

### Fitzsimmons Creek

Le 24 mars 2009, la Société et un prêteur ont conclu un engagement ferme lié au projet Fitzsimmons Creek. La réalisation de ce financement est assujettie à un processus de syndication, et sa clôture est prévue avant la fin du deuxième trimestre de 2009.

Le projet Fitzsimmons Creek est admissible au POS de BC Hydro, et la Société prévoit signer un CAÉ avec cette organisation avant la fin du deuxième trimestre de 2009. La Société estime aussi que le projet Fitzsimmons Creek sera admissible au programme écoÉNERGIE, par lequel sont versés des paiements incitatifs de 10 \$ par MWh produit au cours des dix premières années d'exploitation.

# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## État d'avancement des travaux

Le projet se déroule conformément aux plans et au budget établis. À la date de publication de ce rapport de gestion, les chemins d'accès sont réalisés à environ 45 %, la conduite forcée, à 30 %, les batardeaux, à 66 %, et l'évacuateur de crues d'urgence, à 85 %. L'excavation du site de la centrale hydroélectrique se poursuit, et il est prévu que l'exploitation commerciale du projet débute au quatrième trimestre de 2010.

Le tableau suivant présente un aperçu de l'état d'avancement des autres Projets en développement qui sont à la phase de l'obtention des permis.

<b>Projets en développement (phase d'obtention des permis)</b>				
Nom du projet	Localisation	Puissance installée (MW)	Coûts totaux de construction estimés (M\$)	Date de mise en service commercial prévue
<i>HYDRO</i>				
Matawin	Québec (« QC »)	15,0	24,6	2011
Kwoiek Creek <sup>1</sup>	CB	49,9	152,1	2011
<i>ÉOLIEN</i>				
Montagne-Sèche <sup>2</sup>	QC	58,5	103,0	2011
Gros Morne – Phase I <sup>2</sup>	QC	100,5	348,5	2011
Gros Morne – Phase II <sup>2</sup>	QC	111,0	pour les deux phases	2012

<sup>1</sup> La participation de la Société dans ce projet est de 50 %.

<sup>2</sup> La participation de la Société dans ce projet est de 38 %.

Le 19 mars 2009, le projet hydroélectrique Kwoiek Creek a franchi une étape importante en recevant le certificat d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Le rapport de l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique à ce sujet conclut à de faibles probabilités que le projet affecte l'environnement de manière significative, étant donné les mesures d'atténuation et les engagements constituant des conditions d'obtention du certificat, et à de fortes probabilités qu'il engendre des retombées économiques substantielles à l'échelle locale et régionale.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

### Projets potentiels

La Société détient des Projets potentiels hydroélectriques et éoliens représentant une puissance installée nette potentielle de plus de 1 600 MW (puissance brute de 1 800 MW).

Projets potentiels				
Nom du projet	Localisation	Participation	Puissance installée brute (MW)	Demandes de propositions
<i>HYDRO</i>				
Kipawa	QC	48,0 %	42,0	DP futures d'Hydro-Québec
Mkw'Alts	CB	100,0 %	47,7	CAÉ avec BC Hydro
Kaipit	CB	100,0 %	9,9	POS de BC Hydro ou DP futures
Kokish	CB	100,0 %	9,9	POS de BC Hydro ou DP futures
Hurley River	CB	66 ⅔ %	46,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Upper Lillooet	CB	66 ⅔ %	74,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Gun Creek	CB	66 ⅔ %	36,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Boulder Creek	CB	66 ⅔ %	23,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
North Creek	CB	66 ⅔ %	16,0	DP CPC 2008 de BC Hydro
Divers projets Creek Power Inc.	CB	66 ⅔ %	Potentiel de 50 MW sur un total de plus de 100 MW	POS de BC Hydro ou DP futures
<b>Sous-total HYDRO</b>			<b>354,5</b>	
<i>ÉOLIEN</i>				
Roussillon	QC	100,0 %	108,0	DP futures d'Hydro-Québec
Kamouraska	QC	100,0 %	124,5	DP futures d'Hydro-Québec
Saint-Constant	QC	100,0 %	70,0	DP futures d'Hydro-Québec
Club des Hauteurs	QC	100,0 %	195,5	DP futures d'Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Est	QC	100,0 %	170,0	DP futures d'Hydro-Québec
Haute-Côte-Nord Ouest	QC	100,0 %	168,0	DP futures d'Hydro-Québec
Rivière-au-Renard	QC	50,0 %	25,0	DP futures d'Hydro-Québec
Les Méchins	QC	38,0 %	150,0	CAÉ avec Hydro-Québec
Divers projets	CB	100,0 %	Potentiel de 475 MW sur un total de plus de 975 MW	DP future de BC Hydro
<b>Sous-total ÉOLIEN</b>			<b>1 486,0</b>	
<b>Total</b>			<b>1 840,5</b>	

En novembre 2008, cinq Projets potentiels hydroélectriques ont été soumis en vertu de la DP 2008 pour de l'énergie propre (*Clean Power Call* ou CPC) de BC Hydro. Les résultats sont attendus avant la fin de juin 2009.

Le 30 avril 2009, Hydro-Québec a émis une DP relative à la production de 500 MW d'énergie éolienne, divisée en deux blocs de 250 MW. Le premier bloc cible des projets communautaires, et le deuxième, des projets des Premières Nations. La Société estime que les modalités de cette DP reflètent les coûts de construction à la hausse auxquels font face les promoteurs d'énergie propre. La Société entend poursuivre ses discussions avec les communautés et les membres des Premières Nations concernés dans le but de soumettre des projets éoliens dans le cadre de cette DP.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 sont comparés aux résultats de la période correspondante en 2008. Le tableau suivant présente le détail de ces résultats.

Produits	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
Produits d'exploitation	4 646 372 \$	711 715 \$
Frais de gestion	597 008	593 775
Quote-part du bénéfice net (perte nette) d'une entité sous influence notable	272 493	(334 914)
Produits	5 515 873 \$	970 576 \$

#### Produits

Pour le premier trimestre de 2009, la Société affiche un produit d'exploitation de 5,5 M\$, comparativement à 1,0 M\$ pour la période correspondante l'an dernier. Cette hausse des résultats est due en grande partie à l'accroissement de la production d'électricité résultant du début de l'exploitation commerciale des installations Umbata Falls et Carleton en novembre 2008. À titre de comparaison, la Société ne bénéficiait que de la production de la centrale hydroélectrique Glen Miller durant le premier trimestre de l'année dernière.

Au cours du premier trimestre de 2009, le Fonds a versé 0,6 M\$ à la Société en frais de gestion, une somme à peu près identique à celle qui a été versée pour la période correspondante en 2008.

À titre de gestionnaire du Fonds et propriétaire de 16,1 % de ses parts, la Société est considérée, sur une base comptable, comme ayant une influence notable sur le Fonds. Ainsi, la Société comptabilise sa part du bénéfice net ou de la perte nette du Fonds en tant que produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût du placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis. Au premier trimestre de 2009, le bénéfice net du Fonds a contribué aux produits de la Société à raison de 0,3 M\$. Au cours de la période correspondante de 2008, la perte nette du Fonds avait réduit les produits de la Société de 0,3 M\$. Le bénéfice net du Fonds au cours du trimestre terminé le 31 mars 2009 résulte de conditions généralement normales, alors que sa perte nette du premier trimestre de 2008 avait été le résultat de pertes non réalisées et réalisées sur instruments financiers dérivés. Ces pertes ont influencé négativement le bénéfice net du Fonds et conséquemment, la quote-part de la Société sur le bénéfice net du Fonds.

Quote-part du bénéfice net (perte nette) d'une entité sous influence notable	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
Quote-part de 16,1 % du bénéfice net (perte nette) du Fonds	485,138 \$	(122,269) \$
Amortissement des actifs incorporels	(293 303)	(293 303)
Impôts futurs	80 658	80 658
Quote-part du bénéfice net (perte nette) d'une entité sous influence notable	272 493 \$	(334 914) \$

#### Charges

Les charges se composent des frais d'exploitation, de la rémunération à base d'actions, des frais généraux et administratifs et des frais relatifs aux projets potentiels.

Les frais d'exploitation sont constitués principalement des salaires des opérateurs, des droits d'utilisation de l'eau, des redevances, des primes d'assurance, de taxes, d'impôts fonciers et de frais d'entretien et de réparation. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, la Société a constaté des frais d'exploitation de 0,34 M\$ liés à l'exploitation des deux centrales hydroélectriques et du parc éolien. Par comparaison, les frais d'exploitation ont totalisé 0,28 M\$ au cours de la période correspondante de 2008, durant laquelle la Société a exploité un seul établissement mais a dû assumer des frais d'entretien plus importants que prévu.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

La rémunération à base d'actions a trait à l'amortissement, sur le délai de quatre ans d'acquisition des droits, de la juste valeur marchande des options attribuées le 6 décembre 2007 concurremment au premier appel public à l'épargne (« PAPE »). Au cours des premiers trimestres de 2009 et de 2008, une charge hors trésorerie de 0,39 M\$ liée à la rémunération à base d'actions a été enregistrée.

Les frais généraux et administratifs ont totalisé 1,6 M\$ au cours des trois premiers mois de 2009, ce qui représente une hausse de 0,5 M\$ par rapport à la même période l'année dernière. Cette augmentation s'explique par un plus grand nombre de projets en phase d'exploitation, résultant en un volume moindre de dépenses capitalisées.

Les dépenses relatives aux Projets potentiels comprennent les coûts liés à leur développement. Avant 2009, ces dépenses étaient capitalisées mais, en raison d'un changement dans les conventions comptables, elles doivent maintenant être passées aux charges. Pour de plus amples informations à ce sujet, veuillez consulter la section intitulée *Modifications de conventions comptables* de ce rapport de gestion. Pour le premier trimestre de 2009, les dépenses relatives aux Projets potentiels ont totalisé 0,51 M\$, un niveau similaire à celui de la période correspondante de 2008.

### Intérêts

Au cours du premier trimestre de 2009, la Société a encouru des frais d'intérêts de 1,1 M\$ sur sa dette à long terme (0,2 M\$ en 2008). Cette hausse est due au niveau plus élevé de la dette pour lequel les intérêts sont passés en charges. Attribuable aux installations en opération Umbata Falls et Carleton, l'augmentation du niveau de la dette a été en partie atténuée par la baisse des taux d'intérêt variables.

### Instruments financiers dérivés

La Société utilise des instruments financiers dérivés, principalement des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt, pour gérer son exposition aux risques d'augmentation des taux d'intérêt sur sa dette à long terme, protégeant ainsi la valeur économique de ses projets. Pendant le trimestre achevé le 31 mars 2009, la Société a enregistré une perte réalisée sur instruments financiers dérivés de 1,5 M\$ (néant en 2008) en raison de la conversion de deux contrats à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt d'une durée de 25 ans lié au projet hydroélectrique Umbata Falls. La perte réalisée relative à ces deux contrats à terme sur obligations est contrebalancée par le fait que le projet bénéficiera d'un taux d'intérêt fixe plus bas que prévu au cours des 25 prochaines années.

Au cours du premier trimestre de 2009, la Société a aussi enregistré une perte nette non réalisée sur instruments financiers dérivés de 1,1 M\$ (perte nette de 6,1 M\$ en 2008). Cette perte provient principalement de la baisse des taux d'intérêt sur les échéances à court terme. Elle est partiellement atténuée par une augmentation des taux d'intérêt sur les échéances à long terme depuis la fin de 2008. Ces pertes n'ont eu aucune incidence sur la trésorerie de la Société.

### Autres produits et charges

Au cours du premier trimestre de 2009, les autres produits, représentant principalement les intérêts gagnés sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie, se sont élevés à 0,02 M\$ (0,27 M\$ en 2008). Cette diminution découle d'un solde moyen de l'encaisse plus élevé en 2008 qu'en 2009, ainsi que de taux d'intérêt plus bas gagnés sur les dépôts.

La Société investit sa trésorerie dans des placements liquides tels que des acceptations bancaires et des dépôts à terme ayant des échéances à court terme. La Société n'a investi dans aucun type de papier commercial adossé à des actifs.

### Amortissement

L'amortissement pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 a totalisé 1,5 M\$ comparativement à 0,4 M\$ pour le trimestre correspondant de l'an dernier. Cette différence est attribuable principalement au fait que trois installations en opération ont été amorties durant le premier trimestre de 2009, en comparaison d'une seule en 2008.

### Provision pour impôts

La provision pour impôts au cours des premiers trimestres de 2009 et de 2008 a été minimale en raison du jeune âge de l'ensemble des immobilisations corporelles de la Société, qui résulte en une importante allocation du coût du capital disponible.

Durant la période de trois mois achevée le 31 mars 2009, la Société a enregistré un recouvrement d'impôts futurs de 0,6 M\$ découlant principalement des pertes réalisées et non réalisées sur instruments financiers dérivés qui ont affecté les résultats. Au cours du trimestre correspondant de 2008, la Société avait enregistré une provision pour impôts futurs de 1,9 M\$, attribuable surtout à des pertes non réalisées sur instruments financiers dérivés.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

### Pertes attribuables aux participations minoritaires

Les participations minoritaires représentent la part des tiers dans les bénéfices ou les pertes et sont dues principalement à Creek Power Inc. Puisqu'elle a acquis une participation de 66 % dans Creek Power Inc. le 29 août 2008, la Société n'a pas attribué de bénéfices ou de pertes à cette participation minoritaire avant cette date. Au cours du trimestre achevé le 31 mars 2009, des pertes de 0,1 M\$ ont été attribuées à des participations minoritaires (néant en 2008).

### Bénéfice net (perte nette) et résultat étendu

La Société a enregistré une perte nette et un résultat étendu négatif de 1,9 M\$ (perte nette de 0,08 \$ par action de base et diluée) pour la période. Pour la période correspondante en 2008, la perte nette et le résultat étendu négatif totalisaient 5,8 M\$ (perte nette de 0,25 \$ par action de base et diluée). Cette amélioration est due en grande partie à une hausse du BAIIA de 4,0 M\$ et à des pertes réalisées et non réalisées moins élevées sur instruments financiers dérivés de 3,4 M\$, partiellement atténuées par un amortissement plus élevé de 1,1 M\$, par des frais d'intérêt accrus sur la dette à long terme de 0,9 M\$ et un recouvrement d'impôts moins important de 1,3 M\$.

Pour le premier trimestre de 2009, les résultats par action de base et dilués sont calculés tous deux en fonction du nombre moyen pondéré de 23 500 000 actions en circulation. Pour le trimestre correspondant de 2008, les résultats par action de base et dilués avaient été calculés en fonction du nombre moyen pondéré de 23 500 000 et 23 544 428 actions en circulation, respectivement.

### FLUX MONÉTAIRES NETS D'EXPLOITATION

La Société considère que les flux monétaires nets d'exploitation représentent une information supplémentaire importante pour la direction et le lecteur puisqu'elle fournit une mesure de la trésorerie générée par les actifs de la Société en excluant certains éléments inhabituels, non récurrents et hors trésorerie, et en incluant un élément qui a un impact significatif sur la trésorerie (soit les distributions reçues d'une entité sous influence notable). La Société calcule les flux monétaires net d'exploitation comme suit :

Flux monétaires nets d'exploitation	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009	Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008
Perte nette	(1 917 573) \$	(5 818 833) \$
Additionner / (déduire):		
Pertes attribuables à des participations minoritaires	(72 468)	-
Impôts futurs	(582 811)	(1 931 470)
Perte nette non réalisée sur instruments financiers dérivés	1 125 405	6 072 327
Amortissement	1 516 762	372 925
Portion hors trésorerie de la rémunération à base d'actions	390 907	390 907
Quote-part du (bénéfice net) perte nette d'une entité sous influence notable	(272 493)	334 914
Distributions reçues sur un placement dans une entité sous influence notable	1 180 629	1 180 629
Flux monétaires nets d'exploitation	1 368 358 \$	601 399 \$

Au premier trimestre de 2009, la Société a généré des flux monétaires nets d'exploitation de 1,4 M\$, comparativement à 0,6 M\$ pour le premier trimestre de 2008. Cette hausse de 128 % provient essentiellement de la contribution des Installations en opération.



# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

### Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont totalisé 18,4 M\$, comparativement à l'affectation de flux de trésorerie de 6,1 M\$ au premier trimestre de l'année dernière. Ce changement est attribuable principalement à une variation positive des éléments hors trésorerie du fonds de roulement de 18,2 M\$, alors qu'un résultat négatif de 5,5 M\$ avait été enregistré en 2008. Cette variation est due à une baisse des débiteurs de 16,7 M\$, à une hausse des charges payées d'avance de 0,7 M\$ et à une hausse des créditeurs et charges à payer de 2,2 M\$. Les flux de trésorerie provenant de la baisse des débiteurs résultent principalement de deux paiements totalisant 14,7 M\$ qui ont été reçus relativement au parc éolien Carleton.

### Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Au cours de la période, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 3,4 M\$, en raison essentiellement des augmentations nettes des emprunts bancaires (2,3 M\$) et de la dette à long terme (1,2 M\$). L'augmentation de 15,1 M\$ de la dette à long terme provient du projet Ashlu Creek, actuellement en construction, et des installations Umbata Falls et Carleton, dont la construction est terminée. D'autre part, la plus grande partie de la baisse de 13,9 M\$ de la dette à long terme est due au remboursement des prêts liés à HQT et à la TPS / TVP (décrits à la section *Dette à long terme* de ce rapport de gestion) relativement au parc éolien Carleton. Au cours du premier trimestre de 2008, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont totalisé 4,0 M\$ en raison de la construction des installations Umbata Falls, Ashlu Creek et Carleton, résultat partiellement atténué par le remboursement de 2,0 M\$ du prêt bancaire.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour la période se sont établis à un montant négatif de 18,7 M\$. De ce montant, 17,2 M\$ ont été utilisés pour les acquisitions d'immobilisations corporelles, reliées essentiellement aux projets Carleton, Ashlu Creek, Fitzsimmons Creek et Umbata Falls; 0,5 M\$ pour les acquisitions d'actifs incorporels; 1,5 M\$ pour l'accroissement des frais de développement liés aux projets; et 0,7 M\$ pour l'acquisition d'autres actifs à long terme. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par les distributions totalisant 1,2 M\$ reçues de la participation de 16,1 % de la Société dans le Fonds, une entité sous influence notable.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement de la Société pour la période correspondante de 2008 se sont établis à un montant négatif de 9,0 M\$. L'acquisition d'immobilisations corporelles ont totalisé 9,1 M\$, et l'accroissement des frais de développement liés aux projets, 0,9 M\$. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par les distributions totalisant 1,2 M\$ reçues de la participation de 16,1 % de la Société dans le Fonds, une entité sous influence notable.

### Trésorerie et équivalents de trésorerie

Au cours du premier trimestre de 2009, la Société a généré 3,1 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, en raison principalement de changements dans les éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, contrebalancés en partie par les investissements visant à financer la construction du projet Fitzsimmons Creek. La construction du projet Ashlu Creek n'a eu qu'une incidence minimale puisque l'achèvement du projet est financé à l'aide de la facilité de crédit qui s'y rattache. La Société prévoit que les coûts de construction futurs pour terminer le projet Ashlu Creek seront entièrement financés à l'aide de la facilité de crédit du projet. La Société prévoit également récupérer une partie des sommes investies dans le projet Fitzsimmons Creek lorsque l'accord de crédit du projet sera conclu.

Au 31 mars 2009, la Société détenait 9,1 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. À la même date l'année dernière, la Société détenait 23,6 M\$ de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, essentiellement en raison du PAPE réalisé en décembre 2007.

## SITUATION FINANCIÈRE

### Actifs

Au 31 mars 2009, la Société possédait des éléments d'actif d'une valeur totale de 427,7 M\$, comparativement à des éléments d'actif d'une valeur totale de 431,7 M\$ au 31 décembre 2008. Cette diminution est attribuable à une baisse des débiteurs liés au parc éolien Carleton. Toutefois, la poursuite des travaux de construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek ont contribué à atténuer cet impact.

# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## Fonds de roulement

En date du 31 mars 2009, le fonds de roulement était négatif de 34,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,34:1,00. En excluant la facilité de crédit bancaire de 12,0 M\$ qui devrait être renouvelée sur une base annuelle, ainsi que la juste valeur marchande négative des instruments financiers dérivés de 19,9 M\$, le fonds de roulement était négatif de 2,2 M\$ pour un ratio ajusté du fonds de roulement de 0,89:1,00. À la fin de 2008, le fonds de roulement était négatif de 28,1 M\$ pour un ratio du fonds de roulement de 0,52:1,00. En excluant une fois de plus la facilité de crédit bancaire de 9,8 M\$ et la juste valeur marchande négative des instruments financiers dérivés de 20,4 M\$, le fonds de roulement était positif de 2,1 M\$ pour un ratio ajusté du fonds de roulement de 1,07:1,00. La diminution au cours des trois derniers mois est due principalement à une hausse des crédateurs et des charges à payer.

Compte tenu (i) de la contribution aux flux de trésorerie attendue des trois installations en opérations de la Société, (ii) du financement du projet Ashlu Creek qui ne devrait exiger aucun investissement de capitaux propres supplémentaires et (iii) de l'exécution d'un engagement ferme lié au financement par endettement du projet Fitzsimmons Creek, lequel devrait permettre à la Société de récupérer une partie des capitaux propres investis dans le projet, la Société considère que son fonds de roulement est suffisant pour combler ses besoins. Toutefois, si nécessaire, la Société pourrait retarder le développement des Projets potentiels et / ou des Projets en développement dont la construction n'a pas encore débuté afin de préserver ses liquidités. La Société peut également avoir recours à une facilité de crédit bancaire de 30,0 M\$. Au 31 mars 2009, 12,0 M\$ de cette facilité de crédit avaient été utilisés à titre d'avances de fonds, 6,5 M\$ étaient engagés pour l'émission de lettres de crédit et 3,9 M\$ garantissaient des contrats à terme sur obligations. Conséquemment, la partie inutilisée et disponible de la facilité de crédit bancaire s'élevait à 7,6 M\$ à cette date.

Les débiteurs ont diminué, passant de 22,9 M\$ au 31 décembre 2008 à 6,2 M\$ au 31 mars 2009, en raison de deux paiements totalisant 14,7 M\$ reçus en rapport avec le parc éolien Carleton.

Les crédateurs et charges à payer ont augmenté, passant de 12,0 M\$ au 31 décembre 2008 à 15,9 M\$ au 31 mars 2009. Ce poste se compose principalement de comptes fournisseurs et de retenues de garanties au titre de la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek, et de l'achèvement du parc éolien Carleton, entre autres.

Les instruments financiers dérivés compris dans le passif à court terme ont diminué, passant de 20,4 M\$ au 31 décembre 2008 à 19,9 M\$ au 31 mars 2009. Cette variation résulte essentiellement de la conversion de deux contrats à terme sur obligations en un swap de taux d'intérêt d'une durée de 25 ans lié au projet hydroélectrique Umbata Falls. Elle est atténuée par une baisse des taux d'intérêt sur les échéances à court terme.

La tranche à court terme de la dette à long terme porte sur les facilités de crédit liées à Glen Miller, Umbata Falls et Carleton.

## Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont principalement des projets hydroélectriques et des parcs éoliens qui sont soit en exploitation, soit en construction. La valeur de ces projets est enregistrée au coût et amortie selon la méthode d'amortissement linéaire compte tenu de leur durée de vie utile estimée lors de leur mise en service commercial. La Société possédait des immobilisations corporelles d'une valeur comptable de 237,2 M\$ au 31 mars 2009, comparativement à 229,5 M\$ au 31 décembre 2008. Cette augmentation s'explique par les dépenses en immobilisations encourus pour poursuivre la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek actuellement en cours.

## Actifs incorporels

Les actifs incorporels comprennent différents permis, licences et contrats. La Société possédait des actifs incorporels d'une valeur comptable de 44,6 M\$ au 31 mars 2009, ce qui représente une légère augmentation en comparaison de la valeur de 44,4 M\$ enregistrée au 31 décembre 2008. Les actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur des périodes de 20 à 40 ans à compter de la mise en service commercial du projet.

## Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement liés aux projets représentent les coûts engagés dans la recherche, l'acquisition et le développement de Projets en développement pour lesquels un CAÉ a été signé ou qui sont réputés être admissibles à un POS, ainsi que les coûts liés à l'acquisition de Projets potentiels. Lorsqu'un projet arrive à la phase de construction, ces frais sont virés soit aux immobilisations corporelles, soit aux actifs incorporels selon leur nature. Au 31 mars 2009, les frais de développement liés aux projets de la Société se chiffraient à 28,5 M\$ (27,9 M\$ au 31 décembre 2008).

# RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

## Placement dans une entité sous influence notable

Le placement de 56,1 M\$ dans une entité sous influence notable (57,1 M\$ au 31 décembre 2008) est lié aux 4 724 409 parts du Fonds détenues par la Société, représentant une participation de 16,1 % dans le Fonds. Ce placement est comptabilisé à la valeur de consolidation.

## Impôts futurs

L'incidence fiscale des écarts temporaires peut mener à d'importants actifs ou passifs d'impôts futurs. Au 31 mars 2009, la Société a enregistré un actif d'impôts futurs net totalisant 6,7 M\$, comparativement à un actif d'impôts futurs net de 6,2 M\$ au 31 décembre 2008. Cette hausse de l'actif d'impôts net est attribuable à la perte nette avant impôts enregistrée pendant le premier trimestre de 2009.

## Écart d'acquisition

La Société montrait un écart d'acquisition identique de 30,5 M\$ au 31 mars 2009 et au 31 décembre 2008. Cette stabilité s'explique par le fait qu'il n'y a pas eu de changements importants au sein des divers projets et installations de la Société au cours du premier trimestre de 2009.

## Autres actifs à long terme

Les autres actifs à long terme, constitués principalement de fonds de réserve et d'instruments financiers dérivés, totalisaient 2,0 M\$ à la fin de la période. Au 31 décembre 2008, ce montant s'établissait à 1,3 M\$. L'augmentation enregistrée est due à un investissement de 0,7 M\$ dans les comptes de réserve d'Umbata Falls.

## Dettes à long terme

Au 31 mars 2009, la dette à long terme s'élevait à 166,7 M\$ comparativement à 165,5 M\$ au terme de l'année 2008. À la fin du premier trimestre de 2009, la dette à long terme consistait en :

- i) un emprunt à terme sans recours de 16,3 M\$ garanti par la centrale hydroélectrique Glen Miller échéant en 2011. Cet emprunt est remboursé au rythme de 250 000 \$ par trimestre, incluant le paiement du solde à la fin du terme. L'emprunt consenti porte intérêt à un taux correspondant au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;
- ii) un emprunt pour la construction sans recours de 51,0 M\$, duquel 50,0 M\$ ont été prélevés (dont 24,5 M\$ représentent la participation de 49 % de la Société dans le projet) et qui est garanti par la centrale hydroélectrique Umbata Falls. Cet emprunt échoit en 2014. Les remboursements de capital commenceront au cours du troisième trimestre de 2009 et seront basés sur une période de remboursement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable;
- iii) un emprunt à terme sans recours de 52,3 M\$ échéant en 2013, garanti par la participation de 38% de la Société dans le parc éolien Carleton. Ce prêt est remboursé sur une période de remboursement de 18,5 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Dans le cadre du projet Carleton, les bailleurs de fonds ont aussi accepté d'accorder deux prêts à court terme : (a) un prêt de 7,3 M\$ aux fins du poste de raccordement Hydro-Québec TransÉnergie (« HQT ») et (b) un prêt de 5,5 M\$ aux fins de la TPS et de la TVP. Les deux prêts ont été remboursés au cours du premier trimestre de 2009. Le premier a été remboursé après réception du remboursement du poste de raccordement par HQT, et le deuxième, après réception du remboursement par les organismes gouvernementaux de la taxe fédérale sur les produits et services et de la taxe de vente provinciale payées lors de l'achat des éoliennes;
- iv) un emprunt pour la construction sans recours de 110,0 M\$, duquel 74,8 M\$ avaient été prélevés au 31 mars 2009. L'emprunt est garanti par la centrale hydroélectrique Ashlu Creek et arrive à échéance 15 ans après sa conversion en emprunt à terme. Les remboursements de capital commenceront lors de la conversion en emprunt à terme et seront basés sur une période de remboursement de 25 ans. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable.

Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit conclues par certaines 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 à honorer ses obligations. Depuis le début de l'exercice 2009, la Société et ses filiales ont respecté toutes les conditions financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

### Capitaux propres

Au 31 mars 2009, les capitaux propres de la Société totalisaient 195,5 M\$, comparativement à 197,0 M\$ au 31 décembre 2008. Cette variation est attribuable principalement à la perte nette de 1,9 M\$ enregistrée au cours du premier trimestre de 2009, partiellement contrebalancée par une augmentation de 0,4 M\$ du surplus d'apport liée à la rémunération à base d'options d'achat d'actions.

Au 13 mai 2009, la Société avait un total de 23 500 000 actions ordinaires en circulation.

### OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

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

La Société offre des services au Fonds et à ses filiales en vertu de trois conventions, soit une Convention de gestion, une Convention d'administration et une Convention de services. Au cours du premier trimestre de 2009, la Société a reçu la somme de 0,54 M\$ pour les services réguliers rendus en vertu de ces trois conventions (0,57 M\$ en 2008). Ce montant se compose de 0,25 M\$ pour des services de gestion (0,22 M\$ en 2008); 0,06 M\$ pour des services additionnels (0,05 M\$ en 2008); 0,18 M\$ en honoraires incitatifs (idem en 2008); 0,03 M\$ en services d'administration (idem en 2008); et 0,02 M\$ pour des services rendus aux opérateurs des parcs éoliens BDS et AAV (0,01 M\$ en 2008). En outre, la Société a reçu 0,08 M\$ pour des services rendus lors de l'acquisition des parcs BDS et AAV pendant le premier trimestre de 2008 (néant en 2009).

#### À titre d'investisseur dans Innergex Énergie, Fonds de revenu

Le placement de la Société dans des parts du Fonds, et le bénéfice s'y rattachant, sont décrits en détail à la rubrique « Produits » du présent rapport de gestion, sous « Résultats d'exploitation ».

### INFORMATION SECTORIELLE

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

La Société, par le biais 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 et de la gestion des emplacements, elle aménage les installations hydroélectriques et éoliennes jusqu'au stade de la mise en service, puis les gère.

Les conventions comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique sur les principales conventions comptables dans le rapport annuel de 2008. La Société évalue le rendement en fonction du bénéfice (de la perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments. La Société comptabilise les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion au coût. Les cessions d'actifs du secteur de l'aménagement et de la gestion 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 de l'énergie éolienne avant la mise en service du parc éolien Carleton, en novembre 2008, puisqu'il s'agit du tout premier actif de production d'énergie éolienne que possède la Société.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

Secteurs isolables	Production hydroélectrique	Production éolienne	Aménagement et gestion des emplacements	Total
	\$	\$	\$	\$
<b>Trimestre terminé le 31 mars 2009</b>				
Produits découlant de clients externes	1 527 469	3 119 263	869 141	5 515 873
Frais d'exploitation	128 060	207 581	-	335 641
Rémunération à base d'actions	-	-	390 907	390 907
Frais généraux et administratifs	43 429	65 477	1 518 636	1 627 542
Charges relatives aux projets potentiels	-	-	509 306	509 306
Bénéfice (pertes) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	1 355 980	2 846 205	(1 549 708 )	2 652 477
<b>Trimestre terminé le 31 mars 2008</b>				
Produits découlant de clients externes	711 715	-	258 861	970 576
Frais d'exploitation	276 793	-	-	276 793
Rémunération à base d'actions	-	-	390 907	390 907
Frais généraux et administratifs	6 249	-	1 102 134	1 108 383
Charges relatives aux projets potentiels	-	-	524 236	524 236
Bénéfice (pertes) avant intérêts, impôts sur les bénéfices, amortissement et autres éléments	428 673	-	(1 758 416 )	(1 329 743 )
<b>Au 31 mars 2009</b>				
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	27 674 446	30 511 446
Total de l'actif	64 721 397	89 282 100	273 701 383	427 704 880
Acquisition d'actifs à long terme depuis le début de l'année	121 159	56 364	9 921 921	10 099 444
<b>Au 31 décembre 2008</b>				
Écart d'acquisition	733 000	2 104 000	27 674 446	30 511 446
Total de l'actif	63 768 010	102 839 825	265 092 977	431 700 812

### Secteur de la production hydroélectrique

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2009, les centrales hydroélectriques Glen Miller et Umbata Falls ont produit respectivement 14 986 MWh et 6 400 MWh. La production de Glen Miller a excédé de 11 % la moyenne à long terme de 13 500 MWh grâce à des conditions hydrologiques favorables. Elle a également surpassé le niveau de production de 10 647 MWh réalisé au cours du même trimestre l'année dernière, alors que la production avait été ralentie par l'arrêt partiel de cinq semaines de l'une des deux turbines. Par ailleurs, la production réalisée à Umbata Falls au cours du premier trimestre de 2009 est demeurée en deçà de la moyenne à long terme de 8 901 MWh en raison de conditions hydrologiques inférieures à celles prévues.

Ce secteur a donc bénéficié du rendement de la centrale Glen Miller et de l'apport de la centrale Umbata Falls afin de générer des produits de 1,5 M\$ et un BAIIA de 1,4 M\$ au cours du premier trimestre de 2009. En comparaison, les produits et le BAIIA étaient de 0,7 M\$ et de 0,4 M\$ respectivement au terme du trimestre correspondant de l'année dernière.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2008 est attribuable à l'achèvement du projet Umbata Falls.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

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

### Secteur de la production éolienne

Après ajustement des statistiques de production pour tenir compte de la participation de 38 % de la Société dans le parc éolien Carleton, la production d'électricité a atteint 38 697 MWh au cours de la période. Il s'agit d'un niveau supérieur à la moyenne à long terme de 38 085 MWh, qui s'explique par des régimes de vent supérieurs aux conditions moyennes. Par conséquent, le secteur a dégagé des revenus de 3,1 M\$ et un BAIIA de 2,8 M\$ au cours de la période.

Le total de l'actif a diminué depuis le 31 décembre 2008 en raison de deux paiements totalisant 14,7 M\$ reçus en rapport avec le parc éolien Carleton et qui ont eu une incidence sur les débiteurs. Ces fonds ont été utilisés pour rembourser les prêts liés à HQT et à la TPS / TVP s'inscrivant dans la facilité de crédit de Carleton.

Les résultats du parc éolien Carleton revêtent un caractère saisonnier en raison des variations saisonnières des régimes de vent d'un trimestre à l'autre au cours d'une année type. Les résultats trimestriels ne devraient donc pas être extrapolés sur une année complète. Règle générale, c'est aux premier et quatrième trimestres d'un exercice que les produits d'exploitation bruts sont les plus élevés.

### Aménagement et gestion des emplacements

À titre de gestionnaire et de propriétaire de 16,1 % des parts en circulation du Fonds, la Société est considérée, à des fins comptables, comme exerçant une influence notable sur le Fonds. Par conséquent, la Société comptabilise sa quote-part des résultats nets du Fonds à titre de produits, qu'elle ajuste pour tenir compte de l'amortissement des actifs incorporels et des impôts sur les bénéfices futurs liés à l'excédent du coût de son placement dans le Fonds par rapport à la valeur comptable nette sous-jacente des actifs acquis.

Pour la période terminée le 31 mars 2009, la Société a constaté un bénéfice net de 0,3 M\$ provenant de sa participation dans une entité sous influence notable. Au cours de cette période, la Société a aussi perçu des honoraires de gestion totalisant 0,6 M\$ versés par le Fonds et les opérateurs des parcs éoliens BDS et AAV.

Étant donné les charges d'exploitation (néant), la rémunération à base d'actions (0,4 M\$), les frais généraux et administratifs (1,6 M\$) et les charges liées aux projets potentiels de (0,5 M\$), le secteur a enregistré un BAIIA négatif de 1,5 M\$ pour la période.

L'augmentation du total de l'actif depuis le 31 décembre 2008 est essentiellement attribuable à la construction des projets Ashlu Creek et Fitzsimmons Creek.

### ESTIMATIONS COMPTABLES IMPORTANTES

Les principales estimations comptables pour la Société sont liées à la valeur d'éléments d'actifs acquis et au passif pris en charge lors des acquisitions d'entreprise, à la perte de valeur d'éléments d'actif, aux durées de vie utiles aux fins d'amortissement et aux impôts futurs. Les immobilisations corporelles, composées essentiellement de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens, sont comptabilisées au coût. Les frais de financement liés à la construction d'immobilisations corporelles sont capitalisés lorsqu'ils sont engagés. L'amortissement des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens est fondé sur l'estimation de la durée de vie utile des actifs et est calculé au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire sur la période la plus courte entre 50 ans pour les centrales hydroélectriques et 25 ans pour les parcs éoliens et la période pendant laquelle la Société détient le droit d'utilisation des actifs. Les actifs incorporels se composent de différents permis, licences et contrats liés aux centrales hydroélectriques et aux parcs éoliens. Ces actifs incorporels sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire dès le début de leur exploitation commerciale jusqu'à la première date d'échéance des permis, des licences et des contrats de chaque installation. D'autres conventions comptables importantes sont décrites à la note 2 des états financiers consolidés vérifiés de 2008.

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

### MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

- a) Le chapitre 3064 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« Manuel de l'ICCA »), intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », remplace le chapitre 3062, intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », et le chapitre 3450, intitulé « Frais de recherche et de développement ». Diverses modifications ayant trait à l'uniformisation ont été apportées à d'autres chapitres du *Manuel de l'ICCA*. Le nouveau chapitre, publié en février 2008, s'applique aux états financiers des exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2008. Par conséquent, la Société a adopté la nouvelle norme pour son exercice ouvert à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Ce chapitre établit des normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition après leur comptabilisation initiale et aux actifs incorporels des entreprises à but lucratif. Les normes relatives aux écarts d'acquisition sont inchangées par rapport aux normes incluses dans l'ancien chapitre 3062. Les activités de la Société comprennent des frais liés aux projets potentiels qui étaient capitalisés dans les coûts liés aux nouveaux projets. En appliquant la norme du chapitre 3064, ces frais sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Cette norme est applicable rétroactivement et exige que la société passe en charges les frais liés aux projets potentiels auparavant capitalisés. L'incidence de cette nouvelle norme sur le bilan consolidé de la Société au 1<sup>er</sup> janvier 2008 est le suivant :

Comptes du bilan consolidé	Actif	Passif et capitaux propres
	\$	\$
Frais de développement liés aux projets	(145 312)	
Impôts futurs		(39 731)
Capitaux propres		(105 581)
	(145 312)	(145 312)

L'incidence de cette nouvelle norme sur l'état consolidé des résultats pour le premier trimestre de 2008 est la suivante :

Comptes de l'état consolidé des résultats	Pour le trimestre terminé le
	31 mars 2008
	\$
Augmentation des charges liées aux projets potentiels	524 236
Diminution de la perte de valeur des frais de développement liés aux projets	(49 762)
Recouvrement de l'impôt futur	(129 718)
Augmentation nette de la perte	344 756
Augmentation de la perte nette par action, de base et diluée	(0,01)

L'incidence de cette nouvelle norme sur le bilan consolidé de la Société en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009 est la suivante :

Comptes du bilan consolidé	Actif	Passif et capitaux propres
	\$	\$
Frais de développement liés aux projets	(3 112 701)	
Écart d'acquisition	(705 344)	
Actif d'impôts futurs	470 457	
Passif d'impôts futurs		(154 857)
Parts des actionnaires sans contrôle		(1 205 023)
Capitaux propres		(1 987 708)
	(3 347 588)	(3 347 588)

## RAPPORT DE GESTION

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

- b) Le Conseil des normes comptables du Canada a annoncé que les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes au Canada sont tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») pour les entreprises. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les sociétés doivent passer des PCGR du Canada aux IFRS. La Société appliquera donc les IFRS à partir du trimestre se terminant le 31 mars 2011. La Société a commencé à élaborer des plans pour la mise en œuvre des nouvelles normes. Un calendrier portant sur toutes les étapes que doit suivre la Société a été établi afin de respecter la date de conversion. Pour le moment, la Société ne peut raisonnablement estimer l'incidence de l'adoption des IFRS sur ses états financiers consolidés.

### GESTION DES RISQUES

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

Puisque la dette de la Société est à taux d'intérêt variable, elle utilise des contrats à terme sur obligations et des swaps de taux d'intérêt pour protéger le rendement économique de ses projets en construction et de ses installations en exploitation. La Société ne prévoit pas régler ses instruments financiers dérivés avant leur échéance, puisqu'elle ne détient pas ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

### INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Au 31 mars 2009, la Société détenait deux swaps de taux d'intérêt en relation avec les installations Umbata Falls et Carleton, dans lesquels sa part totalisait 77,3 M\$. Elle détenait également sept contrats à terme sur obligations totalisant 110,0 M\$ liés au projet Ashlu Creek (les « Contrats Ashlu »). À cette date, la part de la Société relative à la juste valeur marchande combinée de ces contrats s'établissait à un montant négatif de 23,9 M\$. Les pertes non réalisées sur instruments financiers dérivés au cours du premier trimestre de 2009, causées surtout par la baisse des taux d'intérêts sur les échéances à court terme et partiellement atténuées par une hausse des taux d'intérêt sur les échéances à long terme depuis la fin de 2008, expliquent cette hausse de la valeur négative des instruments financiers dérivés. Au 31 décembre 2008, la part de la Société dans le notionnel total des instruments financiers dérivés était de 180,3 M\$ et sa part de leur juste valeur marchande combinée correspondait à un montant négatif de 22,7 M\$. Ces justes valeurs marchandes sont présentées au bilan sous *Instruments financiers dérivés* et leurs variations sont comptabilisées dans les états consolidés des résultats sous (*Perte nette*) gain net non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés. La Société ne fait pas appel à la comptabilité de couverture pour ses instruments financiers dérivés.

Au cours du premier trimestre de 2009, les contrats à terme sur obligations liés au projet Umbata Falls ont été partiellement réglés et partiellement modifiés en un swap de taux d'intérêt amortissable d'un montant de 51,0 M\$ (25,0 M\$ de ce montant représentent la participation de 49 % de la Société dans le projet). Ce swap a permis à la Société de fixer le taux d'intérêt à 4,108 % jusqu'à la date d'échéance de juin 2034 (le « Swap Umbata ») et, ainsi, d'éliminer pour ce montant le risque que représentent les variations de taux d'intérêt. Par ailleurs, la Société a prorogé les dates d'échéance des contrats à terme sur obligations liés au projet Ashlu Creek au 30 avril 2009 et au 16 juin 2009. La Société prévoit modifier ou prolonger ces contrats à terme sur obligations, ou conclure de nouveaux contrats à terme sur obligations ou swaps équivalents, afin d'apparier les échéances des emprunts sous-jacents et de protéger la valeur économique de ses projets.

Depuis la fin du premier trimestre de 2009, six contrats à terme sur obligations (notionnel de 85,0 M\$) faisant partie des Contrats Ashlu ont été prorogés au 29 mai 2009.

L'incapacité à proroger de nouveau les Contrats Ashlu pourrait entraîner un manque de liquidités. Néanmoins, la Société et ses filiales ont toujours été en mesure de prolonger ou de renouveler les contrats à terme sur obligations, ou d'obtenir du financement externe afin de respecter les exigences en capitaux. Une fois les projets terminés et opérationnels, il est prévu que les contrats à terme sur obligations soient transformés en swaps de taux d'intérêt, permettant à la Société de protéger le rendement économique de ses projets.

L'exercice par la contrepartie de l'option de résiliation anticipée prévue au swap de taux d'intérêt lié au parc éolien Carleton pourrait également entraîner un manque de liquidités. Toutefois, cette option ne peut être exercée qu'à une seule occasion, soit à l'échéance de 2013 du prêt sous-jacent. Si cette option devait être exercée à cette date, la perte présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les frais d'intérêt futurs, puisqu'une valeur négative d'un swap découlerait d'un environnement où les taux d'intérêts seraient plus faibles que celui qui est prévu au swap existant.



## **RAPPORT DE GESTION**

Pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009

En 2005, Innergex II Fonds de revenu (maintenant une filiale de la Société) a vendu au Fonds la centrale hydroélectrique Rutherford Creek, de 50 MW. L'entité propriétaire de l'actif, Rutherford Creek Power, Limited Partnership, a accepté de verser des redevances à Innergex II Fonds de revenu suivant l'expiration ou la résiliation du CAÉ de Rutherford Creek en septembre 2024, à condition que soient atteints certains seuils de produits. Au 31 mars 2009, la juste valeur de cet instrument financier était de 0,8 M\$ (0,8 M\$ également au 31 décembre 2008). Ce montant est présenté au bilan sous le poste *Autres actifs à long terme* et ses variations sont inscrites à l'état des résultats sous le poste (*Perte nette*) *gain net non réalisé(e) sur instruments financiers dérivés*.

### **RISQUES ET INCERTITUDES**

La Société s'expose à divers risques d'entreprise. Dans son rapport annuel 2008, elle décrit ceux qu'elle considère importants. Toutefois, des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère peu importants, pourraient aussi avoir une incidence défavorable sur ses affaires. D'autres risques et incertitudes sont présentés à la rubrique intitulée *Facteurs de risque* de la notice annuelle de la Société pour l'année terminée le 31 décembre 2008.

### **RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ET MISES À JOUR**

Les mises à jour concernant la Société sont régulièrement disponibles par le biais 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](http://www.innergex.com) ou sur celui de SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

# Renseignements pour les investisseurs

## Inscription boursière

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

## Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

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

## Vérificateurs

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](http://www.innergex.com) ou communiquer avec :

Jean Trudel  
Vice-président – Finances et relations avec les investisseurs

Édith Ducharme  
Directrice – Communications financières et relations avec les investisseurs



Innergex énergie renouvelable inc.  
1111, rue Saint Charles Ouest  
Tour Est, bureau 1255  
Longueuil, Québec  
J4K 5G4  
Téléphone: 450 928-2550  
Télécopieur : 450 928-2544  
Courriel : [info@innergex.com](mailto:info@innergex.com)

[www.innergex.com](http://www.innergex.com)

---