

BORALEX

2

LEX

Rapport de gestion intermédiaire 2

au 30 juin 2011

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable totalisant une puissance installée de plus de 700 mégawatts (« MW ») au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France. Employant près de 350 personnes, la Société se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production d'énergie.

- Boralex exploite actuellement un portefeuille **éolien** de 251 MW en Europe et au Canada. Au cours des dernières années, Boralex s'est hissée parmi les producteurs d'énergie éolienne les plus expérimentés en France, où elle exploite actuellement 161 MW. Boralex s'est aussi implantée dans le secteur éolien au Canada où elle a mis en service 90 MW en Ontario. Au Québec, Boralex œuvre avec un partenaire au développement des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, d'une puissance totalisant 341 MW, qui seront mis en service à la fin de 2013 et de 2014. De plus, conjointement avec des municipalités régionales de comté (« MRC »), Boralex a obtenu des contrats de vente d'électricité à long terme pour deux autres sites totalisant 50 MW, dont les mises en service auront lieu à la fin des années 2014 et 2015.
- Boralex détient une expertise de près de 20 ans dans la production d'énergie **hydroélectrique**. Elle possède et exploite 15 centrales de ce type, soit sept aux États-Unis, sept au Québec et une en Colombie-Britannique. Ce secteur combine une puissance installée de 136 MW.
- Boralex possède et exploite dix centrales de production d'énergie **thermique** d'une puissance installée totalisant 312 MW. Huit d'entre elles, d'une puissance de 267 MW, sont alimentées en résidus de bois, un mode de production d'énergie renouvelable pour lequel la Société se classe au rang du plus important producteur en Amérique du Nord. De plus, Boralex exploite deux centrales de cogénération au gaz naturel totalisant 45 MW.
- Boralex a récemment diversifié son portefeuille énergétique par l'ajout d'un site **solaire** d'une puissance installée de 4,5 MW situé en France.

Les actions de Boralex, qui sont détenues à 35 % par Cascades inc. (« Cascades »), et ses débentures convertibles se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX et BLX.DB respectivement.

COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION INTERMÉDIAIRE GÉNÉRAL

Ce rapport de gestion intermédiaire porte sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie des périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2011 par rapport aux périodes correspondantes de trois et six mois closes le 30 juin 2010, de même que sur la situation financière de la Société au 30 juin 2011 et au 31 décembre 2010. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités et leurs notes afférentes contenus dans le présent rapport intermédiaire, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et les notes afférentes contenus dans le plus récent rapport annuel portant sur l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et les états financiers consolidés intermédiaires non audités et les notes afférentes pour le trimestre clos le 31 mars 2011.

Des renseignements additionnels sur la Société, incluant la notice annuelle, les rapports annuels précédents, les rapports de gestion et les états financiers consolidés intermédiaires non audités ainsi que les communiqués de presse, sont publiés séparément et disponibles sur les sites Internet de Boralex (www.boralex.com) et de SEDAR (www.sedar.com).

Dans le présent rapport de gestion intermédiaire, Boralex ou la Société désigne, selon le cas, Boralex inc. et ses filiales et divisions ou Boralex inc. ou l'une de ses filiales ou divisions.

Les renseignements contenus dans ce rapport de gestion intermédiaire tiennent compte de tout événement important survenu jusqu'au 4 août 2011, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités et le rapport de gestion intermédiaire.

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport de gestion intermédiaire, ainsi que les montants apparaissant dans les tableaux, sont exprimés en dollars canadiens. Dans le présent rapport de gestion intermédiaire, le sigle « M\$ » signifie « million(s) de dollars ».

AVIS QUANT AUX DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

Le rapport de gestion a pour but d'aider le lecteur à comprendre la nature et l'importance des changements et des tendances, de même que les risques et incertitudes liés à l'exploitation et à la situation financière de Boralex. Par conséquent, certaines déclarations, incluant celles ayant trait aux résultats et au rendement pour des périodes futures, constituent des déclarations prospectives fondées sur des prévisions actuelles, au sens des lois sur les valeurs mobilières.

Ces déclarations se caractérisent par l'emploi de verbes à la forme affirmative ou négative, tels que prévoir, anticiper, évaluer, estimer, croire, ainsi que d'autres expressions apparentées. Elles sont fondées sur les attentes, estimations et hypothèses de la direction de Boralex en date du 4 août 2011.

Boralex tient à préciser que, par leur nature même, les déclarations prospectives comportent des risques et des incertitudes et que ses résultats, ou les mesures qu'elle adopte, pourraient différer significativement de ceux qui sont indiqués ou sous-entendus dans ces déclarations, ou pourraient avoir une incidence sur le degré de réalisation d'une projection particulière. Les principaux facteurs pouvant entraîner une différence significative entre les résultats réels de la Société et les projections ou attentes formulées dans les déclarations prospectives incluent, mais non de façon limitative, l'effet général des conditions économiques, la disponibilité et l'augmentation des prix des matières premières, les fluctuations de diverses devises, les fluctuations des prix de vente de l'électricité, la capacité de financement de la Société, les changements négatifs dans les conditions générales du marché et des réglementations affectant son industrie, ainsi que certains autres facteurs qui sont décrits dans les rubriques traitant des perspectives et des facteurs de risques et incertitudes de la Société, lesquelles sont présentées ci-après dans le présent rapport de gestion. À moins d'indication contraire de la Société, les déclarations prospectives ne tiennent pas compte de l'effet que pourraient avoir, sur ses activités, des transactions, des éléments non récurrents ou d'autres éléments exceptionnels annoncés ou survenant après que ces déclarations soient faites.

Aucune assurance ne peut être donnée quant à la concrétisation des résultats, du rendement ou des réalisations, tels qu'ils sont formulés ou sous-entendus dans les déclarations prospectives. Le lecteur est donc prié de ne pas accorder une confiance exagérée à ces déclarations prospectives. À moins d'y être tenue en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables, la direction de Boralex n'assume aucune obligation quant à la mise à jour ou à la révision des déclarations prospectives en raison de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres changements.

CONFORMITÉ AUX IFRS

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport de gestion, y compris les montants apparaissant dans les tableaux, est préparée conformément aux Normes Internationales d'Information Financière (« IFRS ») qui représentent, depuis le 1^{er} janvier 2011, les nouveaux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. L'information comprise dans ce rapport de gestion renferme également certains renseignements qui ne sont pas des mesures du rendement conformes aux PCGR. Ainsi, Boralex utilise, aux fins de sa gestion, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») (tel que défini à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux PCGR*), le BAIIA ajusté et le bénéfice net ajusté, car ces mesures permettent à la direction d'évaluer les rendements opérationnel et financier des différents secteurs d'activité de la Société. De plus, dans l'analyse de l'évolution de sa situation financière, la Société utilise la marge brute d'autofinancement (tel que défini à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux PCGR*). La direction et les investisseurs utilisent cette mesure afin d'évaluer la qualité des liquidités générées par son exploitation et la capacité de la Société de financer ses projets d'expansion à même ses activités d'exploitation.

Ces mesures non conformes aux PCGR sont tirées principalement des états financiers consolidés intermédiaires mais n'ont pas un sens normalisé prescrit par les IFRS; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire.

Les renseignements fournis à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux PCGR* du présent rapport de gestion permettent de faire un rapprochement entre les mesures du BAIIA, du BAIIA ajusté, du bénéfice net ajusté et de la marge brute d'autofinancement avec les mesures financières les plus comparables aux IFRS des états des résultats et des flux de trésorerie consolidés de Boralex.

PRINCIPAUX ÉVÉNEMENTS AYANT UNE INCIDENCE IMPORTANTE SUR LES RÉSULTATS DE LA SOCIÉTÉ DE L'EXERCICE 2011 PAR RAPPORT À L'EXERCICE 2010

EXPANSION DE 132 % DE LA PUISSANCE INSTALLÉE ÉOLIENNE DE BORALEX ENTRE DÉCEMBRE 2009 ET DÉCEMBRE 2010

Depuis la fin de l'exercice 2009, Boralex a réalisé d'importants projets de développement dans le secteur éolien afin d'accroître sa présence en Europe et de s'implanter dans ce marché au Canada. Ainsi, de 108 MW qu'elle avait au début du mois de décembre 2009, la puissance installée et opérationnelle du secteur éolien de Boralex atteignait 251 MW à la fin de décembre 2010, dont 161 MW en France et 90 MW au Canada. Les principales étapes du développement de Boralex dans le secteur éolien furent les suivantes :

- décembre 2009 et janvier 2010 : mise en service de la phase I de 40 MW du site Thames River (Ontario, Canada) ;
- février 2010 : mise en service de 4,5 MW additionnels au parc éolien Cham Longe (France) ;
- août à octobre 2010 : mise en service du parc éolien français Ronchois, de 30 MW ;
- octobre 2010 : mises en service des sites éoliens français Le Grand Camp (10 MW) et Chasse Marée (9 MW) ; et
- de la fin octobre 2010 à décembre 2010 : mise en service de la phase II de 50 MW du site Thames River.

De cette expansion totalisant 143 MW, il est à noter qu'environ 100 MW ont été mis en service au cours des cinq derniers mois de l'exercice 2010, ce qui apporte une contribution additionnelle significative aux résultats de Boralex pour l'exercice 2011. Rappelons, en outre, que la totalité des sites éoliens de Boralex bénéficie de contrats à long terme de vente d'électricité à des prix de vente avantageux, aussi bien en Europe qu'au Canada.

Par ailleurs, Boralex œuvre avec des partenaires au développement de projets totalisant 391 MW au Québec, tous assortis de contrats de vente à long terme, qui devraient entrer en opération entre décembre 2013 et décembre 2015. En Europe, Boralex entend se servir, au cours des prochains trimestres, du partenariat conclu avec *Cube Infrastructure Fund* (« Cube ») comme un levier d'expansion de son secteur éolien en France et dans certains autres pays d'Europe.

ACQUISITION DE FONDS DE REVENU BORALEX ÉNERGIE LE 15 SEPTEMBRE 2010

En mai 2010, Boralex a lancé une offre publique d'achat (l'« Offre ») visant l'acquisition de Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »). En plus de détenir 23 % des parts de fiducie du Fonds au moment du lancement de l'Offre, Boralex a agi, depuis la création de ce dernier en 2002, à titre de gestionnaire et opérateur des dix centrales du Fonds totalisant une puissance installée de 190 MW, dont sept centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques alimentées en résidus de bois et une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel. Huit de ces centrales sont situées au Québec (Canada) et deux dans l'État de New York (États-Unis).

Le 15 septembre 2010, Boralex annonçait qu'elle détenait dorénavant 68 % des parts de fiducie en circulation du Fonds, incluant sa participation initiale et les parts acquises à cette date dans le cadre de l'Offre. Le 1^{er} novembre 2010, Boralex et le Fonds ont exécuté l'entente de regroupement d'entreprises, tel qu'approuvée lors de l'assemblée extraordinaire des porteurs de parts du Fonds tenue le 21 octobre 2010. Le 2 novembre 2010, Boralex a procédé au paiement, en partie en espèces et en partie par l'émission de débentures convertibles, pour acquitter toutes les parts du Fonds qui étaient encore en circulation au moment du regroupement d'entreprises. Boralex a complété la privatisation du Fonds en révoquant le statut d'émetteur assujéti du Fonds et en retirant la cote de la Bourse de Toronto. La valeur totale de la contrepartie versée aux détenteurs a été de 226,5 M\$ et a été réglée par des paiements en espèces totalisant 90,6 M\$ et par l'émission de débentures convertibles d'une valeur de 135,9 M\$.

L'acquisition du Fonds a apporté de nombreux et importants avantages pour Boralex dont, principalement :

- l'ajout d'actifs de grande qualité, en particulier dans le secteur hydroélectrique qui est un mode de production éprouvé et historiquement rentable, de même qu'un générateur fiable de flux monétaires ;
- une plus grande stabilité des marges bénéficiaires et des flux de trésorerie, du fait que toutes les centrales acquises du Fonds sont dotées de contrats de vente d'électricité à long terme ; et
- une plus grande diversification géographique des actifs de Boralex entre le Canada, les États-Unis et l'Europe.

Au niveau corporatif, tout en permettant une meilleure concentration des stratégies d'expansion, d'exploitation et de financement, l'intégration des actifs du Fonds n'a requis aucun changement organisationnel, puisque Boralex en assumait déjà l'exploitation et la gestion depuis 2002. Pour plus d'information sur la transaction d'acquisition du Fonds, se référer à la rubrique *Évènement important : acquisition du Fonds par Boralex* du rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, de même qu'à la note 4, *Acquisitions d'entreprises*, afférente aux états financiers consolidés audités pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et aux états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités au 30 juin 2011.

Dans l'état des résultats des six premiers mois terminés le 30 juin 2011, les résultats du Fonds sont consolidés à 100 % dans ceux de Boralex alors que dans l'état des résultats de la période correspondante close le 30 juin 2010, les résultats de Boralex incluent 23 % du résultat net du Fonds, ce montant étant réparti entre les postes *Part des résultats du Fonds*, *Revenus de gestion du Fonds* et, en ce qui a trait aux charges, *Gestion et exploitation du Fonds*. Les bilans de Boralex en date des 30 juin 2011 et 31 décembre 2010 incluent la totalité des postes du bilan du Fonds.

Dans le présent rapport de gestion, les commentaires fournis par la direction ainsi que certains tableaux présentent, à l'occasion, l'impact des activités acquises du Fonds de façon isolée et ce, lorsque la direction le juge pertinent afin de permettre au lecteur de comparer la performance des autres activités de Boralex avec celle des périodes antérieures.

IMPACT COMBINÉ DE CES ÉVÉNEMENTS SUR LE POSITIONNEMENT DE BORALEX

À la suite de l'expansion récente du secteur éolien et de l'acquisition du Fonds, Boralex regroupe aujourd'hui plus de 700 MW d'actifs de production d'énergie en exploitation au Canada, aux États-Unis et en France, dont une part croissante (73 %) est assortie de contrats de vente d'électricité à long terme à prix indexés, ce qui permettra une plus grande stabilité en termes de marges bénéficiaires et de flux de trésorerie.

Avec plus de 400 MW de projets actuellement en développement avec ses partenaires, l'objectif stratégique de Boralex de 1 000 MW de puissance en opération ou en développement est atteint. Ainsi, Boralex s'est fixé comme nouvel objectif de réunir une puissance assortie de contrats ou en exploitation de 1 500 MW d'ici 2015.

Le tableau suivant illustre la composition du portefeuille énergétique de la Société au 30 juin 2011.

	MW	%
Puissance installée		
- Contractée	515,0	73 %
- Non contractée	188,5	27 %
Total	703,5	100 %
Localisation		
- Canada	237,5	34 %
- États-Unis	286,5	41 %
- Europe	179,5	25 %
Total	703,5	100 %
Mode de production		
- Éolien	251,0	36 %
- Hydroélectricité	136,0	20 %
- Thermique / résidus de bois	267,0	38 %
- Thermique / gaz naturel	45,0	6 %
- Solaire	4,5	-
Total	703,5	100 %

En résumé, en plus de contribuer positivement aux marges bénéficiaires de Boralex, l'expansion du secteur éolien et l'acquisition du Fonds ont considérablement rehaussé le profil, le positionnement, la capacité d'autofinancement et, par conséquent, les perspectives de croissance de Boralex. De plus, ces deux développements ont significativement diminué le risque d'affaires de la Société en abaissant à moins de 27 % le poids relatif des actifs américains ne détenant pas de contrats de vente d'électricité, et ainsi soumis aux fluctuations du marché libre de l'électricité. Dans la même optique, Boralex poursuit ses efforts de diversification vers des nouveaux créneaux de production d'énergie renouvelable générateurs de valeur économique dans un horizon à plus long terme, dont l'énergie solaire, pour lequel un premier site est devenu opérationnel en juin 2011.

SAISONNALITÉ

(en milliers de \$ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)

<i>Trimestres clos les</i>	<i>30 septembre 2010</i>	<i>31 décembre 2010</i>	<i>31 mars 2011</i>	<i>30 juin 2011</i>
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	7 802	17 479	18 273	15 193
Centrales hydroélectriques	2 784	18 060	12 732	15 990
Centrales thermiques – résidus de bois	28 072	24 173	34 309	12 544
Centrales thermiques – gaz naturel	3 438	13 324	16 714	10 112
Corporatif (solaire)	-	-	-	124
	42 096	73 036	82 028	53 963
BAIIA				
Sites éoliens	5 628	14 103	15 066	11 991
Centrales hydroélectriques	1 473	14 401	9 076	12 648
Centrales thermiques – résidus de bois	7 135	1 904	10 283	(2 174)
Centrales thermiques – gaz naturel	254	4 105	7 640	3 559
Corporatif et éliminations (incluant solaire)	(3 478)	(4 149)	(4 277)	(4 291)
	11 012	30 364	37 788	21 733
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES	34 729	3 081	7 011	(5 107)
de base par action, en dollars	0,92	0,08	0,19	(0,14)
dilué(e) par action, en dollars	0,92	0,08	0,18	(0,14)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 740 921	37 744 869	37 766 491	37 773 213

(en milliers de \$ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)

<i>Trimestres clos les</i>	<i>30 septembre 2009⁽¹⁾</i>	<i>31 décembre 2009⁽¹⁾</i>	<i>31 mars 2010</i>	<i>30 juin 2010</i>
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	5 797	10 974	11 413	9 230
Centrales hydroélectriques	1 779	2 948	3 054	2 323
Centrales thermiques – résidus de bois	29 841	27 031	30 216	22 896
Centrale thermique – gaz naturel	2 259	5 196	6 321	2 279
	39 676	46 149	51 004	36 728
BAIIA				
Sites éoliens	4 247	9 085	9 419	7 112
Centrales hydroélectriques	301	1 743	1 873	1 182
Centrales thermiques – résidus de bois	10 685	9 359	10 028	4 424
Centrale thermique – gaz naturel	(126)	915	2 038	(106)
Corporatif et éliminations	(3 662)	(9 117)	(5 567)	(7 216)
	11 445	11 985	17 791	5 396
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES	698	14 712	1 976	(4 714)
de base et dilué(e) par action, en dollars	0,02	0,39	0,05	(0,12)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 740 921	37 740 921

(1) Selon les PCGR du Canada en vigueur avant le 1^{er} janvier 2010.

FACTEURS SAISONNIERS ET AUTRES FACTEURS DE NATURE CYCLIQUE

Les opérations et les résultats d'une partie des sites de la Société sont soumis à un cycle saisonnier ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Cependant, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non. En effet, pour les 38 sites de Boralex assortis de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés et indexés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume de production. Quant aux neuf centrales de Boralex qui ne disposent pas de tels contrats et qui vendent leur électricité sur le marché libre dans le nord-est des États-Unis, elles sont davantage exposées aux fluctuations saisonnières qui, en plus d'influencer leur volume de production, ont également un effet sur les prix de vente obtenus. De plus, le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est influencé en grande partie par le cours du gaz naturel qui est sujet à une importante volatilité.

Généralement, les saisons d'hiver et d'été, qui correspondent aux premier et troisième trimestres de Boralex, donnent lieu à une croissance de la consommation d'électricité. Historiquement, ces deux périodes ont permis aux centrales qui ne possèdent pas de contrat à long terme de vente d'électricité d'obtenir des prix moyens généralement plus élevés. De plus, lorsqu'elle le juge approprié, la Société utilise des instruments financiers de couverture pour des périodes pouvant aller jusqu'à trois ans afin de fixer une partie des prix des centrales qui n'ont pas de contrats de vente d'électricité à long terme, atténuant ainsi les effets saisonniers et autres facteurs cycliques pouvant avoir un impact sur les prix. En outre, puisque les centrales alimentées en résidus de bois que Boralex exploite aux États-Unis sont en mesure de contrôler leur niveau de production, elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée quand les prix sont plus avantageux.

Indépendamment du fait que les centrales disposent ou non de contrats de vente, leur volume d'activité est sujet aux cycles saisonniers suivants, selon leur mode de production.

Éolien — Pour les actifs totalisant 251 MW de Boralex, dont la totalité bénéficie de contrats de vente d'électricité à long terme, les conditions de vent sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième trimestres de Boralex et ce, aussi bien en France qu'au Canada. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés de baisse de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre. De façon générale, compte tenu des facteurs climatiques décrits précédemment, la direction estime qu'environ 60 % de la production annuelle de son secteur éolien est réalisée aux premier et quatrième trimestres, et 40 % aux deuxième et troisième trimestres.

Hydroélectricité — Le volume de production des 15 centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui sont, de façon générale, à leur maximum au printemps et bonnes à l'automne, soit aux deuxième et quatrième trimestres de Boralex, et ce, tant au Canada que dans le nord-est des États-Unis. Les débits d'eau tendent historiquement à diminuer en hiver et durant l'été. Il est à noter qu'à l'exception de trois centrales hydroélectriques qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il leur serait possible de régulariser les débits d'eau au cours de l'année.

Résidus de bois — Tel que mentionné précédemment, les huit centrales alimentées en résidus de bois sont en mesure de contrôler leur niveau de production, si bien qu'elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée durant les périodes de plus forte demande. Pour cette raison, elles effectuent les arrêts pour leurs travaux d'entretien périodiques au printemps ou à l'automne, ce qui affecte leurs résultats d'exploitation pendant ces périodes.

Gaz naturel — En plus de bénéficier de contrats de vente de leur électricité, la production de vapeur des deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel, dont l'une en France et l'autre au Québec, est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande des clients, laquelle est relativement prévisible et régulière. De plus, la centrale de Kingsey Falls (Québec) s'est dotée en 2010 de deux contrats avantageux de couverture d'une durée de deux ans, afin d'indexer le prix de vente de sa vapeur et de fixer son prix d'achat du gaz naturel. En ce qui a trait à la centrale française, en vertu de son contrat de vente à long terme avec Électricité de France (« EDF »), il existe une clause de plafonnement des prix de l'électricité lorsque la centrale fonctionne durant la période d'avril à octobre. Lorsque les coûts du gaz naturel sont élevés, la marge bénéficiaire réalisée durant cette période ne suffit pas à compenser l'effet du plafonnement des prix de vente de l'électricité. En conséquence, les équipements de cogénération peuvent être mis à l'arrêt, auquel cas la Société fournit alors la vapeur à son client à l'aide d'une chaudière auxiliaire. À cet effet, depuis 2005, la centrale exploite son équipement de cogénération pendant cinq mois, soit de novembre à mars seulement.

Solaire — Le seul site solaire de la Société actuellement en exploitation est situé dans le sud de la France. Pour cet actif totalisant 4,5 MW, dont Boralex bénéficie d'un contrat de vente d'électricité à long terme, les conditions d'ensoleillement sont généralement plus favorables au printemps et en été, soit aux deuxième et troisième trimestres de Boralex. De façon générale, compte tenu de ces facteurs climatiques, la direction prévoit qu'environ 65 % de la production annuelle de son site solaire sera réalisée aux deuxième et troisième trimestres, et 35 % aux premier et quatrième trimestres.

Nonobstant ce qui a été mentionné précédemment pour chacun des secteurs, la direction prévoit que l'intégration des actifs du Fonds de même que la mise en service de nouveaux actifs éoliens au cours des derniers trimestres auront un effet stabilisant, donc bénéfique, par rapport aux variations saisonnières pouvant affecter les résultats de Boralex, étant donné que tous les actifs possèdent des contrats de vente d'électricité à long terme et ne sont donc pas soumis à un cycle saisonnier des prix. Par ailleurs, ces récents développements ont pour effet d'accroître le poids relatif des secteurs éolien et hydroélectrique dans le volume de production de Boralex, et donc d'intensifier les caractéristiques saisonnières propres à ces secteurs.

Notons qu'en vertu du plan stratégique de Boralex, le secteur éolien, qui est déjà le plus important contributeur au BAIIA de Boralex, est appelé à devenir également son plus important secteur en terme de puissance installée, de produits et de flux de trésorerie, en plus de bénéficier d'une plus grande diversification géographique. En effet, la mise en service des parcs éoliens actuellement en développement au Canada portera le secteur éolien de Boralex à une puissance installée éolienne de plus de 500 MW d'ici la fin de l'exercice 2015, sans compter les possibilités d'acquisition d'actifs opérationnels ou en développement.

De façon générale, sans tenir compte des variations potentielles des taux de change, l'expansion du secteur éolien jumelée à l'ajout des centrales du Fonds devrait accentuer la tendance selon laquelle la Société perçoit plus de revenus et de profits au cours des premier et quatrième trimestres de l'exercice.

En résumé, bien que la performance de Boralex soit en partie soumise à un cycle saisonnier et à certains autres facteurs cycliques, ceci est atténué par le poids grandissant de ses revenus provenant de contrats à prix fixes et indexés ainsi que par la diversification croissante de ses sources de production et de son positionnement géographique. Ce sont autant de bénéfices qui contribueront de façon significative aux résultats de Boralex, tout comme l'acquisition récente du Fonds et la stratégie d'expansion de la Société. De plus, Boralex atténue sa vulnérabilité aux cycles saisonniers et aux autres facteurs cycliques par l'utilisation d'instruments financiers de couverture des prix et par la recherche de sources complémentaires de revenus afin d'accroître et de sécuriser son chiffre d'affaires, ou encore, d'abaisser ses coûts. Aux États-Unis, par exemple, elle participe au marché de la vente de *Renewable Energy Certificates* (« RECs ») et au *Forward Capacity Market*.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en milliers de \$ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	15 193	9 230	33 466	20 643
Centrales hydroélectriques	15 990	2 323	28 722	5 377
Centrales thermiques – résidus de bois	12 544	22 896	46 853	53 111
Centrales thermiques – gaz naturel	10 112	2 279	26 827	8 601
Corporatif (solaire)	124	-	124	-
	53 963	36 728	135 992	87 732
BAIIA				
Sites éoliens	11 991	7 112	27 057	16 531
Centrales hydroélectriques	12 648	1 182	21 724	3 055
Centrales thermiques – résidus de bois	(2 174)	4 424	8 110	14 452
Centrales thermiques – gaz naturel	3 559	(106)	11 198	1 932
Corporatif et éliminations (incluant solaire)	(4 291)	(7 216)	(8 568)	(12 783)
	21 733	5 396	59 521	23 187
BAIIA AJUSTÉ⁽¹⁾				
Sites éoliens	11 991	7 112	27 057	16 531
Centrales hydroélectriques	12 648	1 182	21 724	3 055
Centrales thermiques – résidus de bois	(2 174)	4 424	8 110	14 452
Centrales thermiques – gaz naturel	3 559	(106)	11 198	1 932
Corporatif et éliminations (incluant solaire)	(4 291)	(4 974)	(8 568)	(6 820)
	21 733	7 638	59 521	29 150
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES	(5 107)	(4 714)	1 904	(2 738)
de base et dilué (e) par action, en dollars	(0,14)	(0,12)	0,05	(0,07)
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 773 213	37 740 921	37 769 872	37 740 921

(1) Voir rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux IFRS* pour les détails sur les éléments spécifiques.

(en milliers de \$ canadiens)	Au 30 juin 2011	Au 31 décembre 2010
DONNÉES RELATIVES AUX BILANS		
Actif total	1 227 535	1 246 019
Dette à long terme ⁽²⁾	521 393	513 774
Débiteures convertibles	221 973	220 824
Capitaux propres totaux	363 471	367 689

(2) Incluant la dette à long terme et sa portion à court terme et les emprunts et avances bancaires.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA, le BAIIA ajusté, le bénéfice net ajusté et la marge brute d'autofinancement comme mesures de performance. La direction est d'avis que ces mesures représentent des indicateurs financiers largement utilisés par les investisseurs pour évaluer la performance opérationnelle et la capacité d'une entreprise à générer des liquidités à même ses activités d'exploitation.

Ces mesures non conformes aux PCGR sont tirées principalement des états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités, mais n'ont pas un sens normalisé prescrit par les IFRS; par conséquent elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire.

Les investisseurs ne devraient pas considérer le BAIIA comme un critère remplaçant, par exemple, le bénéfice net ni comme un indicateur des résultats d'exploitation ou des flux de trésorerie ou comme un paramètre de mesure de la liquidité, qui sont des mesures conformes aux IFRS.

Un rapprochement du BAIIA avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS soit le bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires est présenté dans le tableau suivant :

(en milliers de \$ canadiens)	Périodes de trois mois closes les 30 juin		Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux actionnaires	(5 107)	(4 714)	1 904	(2 738)
Part des actionnaires sans contrôle	(484)	(188)	(428)	93
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	(2 853)	(433)	647	2 552
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	93	220	409	(339)
Perte (Gain) de change	518	(884)	2 037	(430)
Frais de financement	12 513	3 123	24 496	8 883
Gain sur vente d'actifs	-	-	(2 377)	(774)
Amortissement	17 053	8 272	32 833	15 940
BAIIA	21 733	5 396	59 521	23 187

La marge brute d'autofinancement correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement. La direction utilise cette mesure afin de juger des liquidités générées par l'exploitation de la Société et de sa capacité de financer son expansion à même ces liquidités. Compte tenu du caractère saisonnier des activités de la Société et de ses activités de développement, le montant attribuable aux variations des éléments hors caisse du fonds de roulement peut varier de façon considérable. De plus, les activités de développement engendrent de fortes variations des comptes créditeurs durant la période de construction ainsi qu'un investissement initial dans le fonds de roulement lors du démarrage des projets. Ainsi, la Société considère qu'il est plus représentatif de ne pas intégrer les variations de fonds de roulement à cette mesure de performance.

Les investisseurs ne devraient pas considérer la marge brute d'autofinancement comme une mesure remplaçant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui est une mesure conforme aux IFRS.

Un rapprochement de la marge brute d'autofinancement avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation est présenté dans le tableau suivant :

(en milliers de \$ canadiens)	Périodes de six mois closes les 30 juin	
	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	55 966	21 951
Flux générés par la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	(22 979)	(2 101)
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	32 987	19 850

Les tableaux suivants rapprochent le BAIIA et le bénéfice net (perte nette), tel que présentés aux états financiers avec le BAIIA et le bénéfice net ajustés :

BAIIA

(en milliers de \$ canadiens)	<i>Périodes de trois mois closes les 30 juin</i>		<i>Périodes de six mois closes les 30 juin</i>	
	2011	2010	2011	2010
BAIIA	21 733	5 396	59 521	23 187
Éléments spécifiques :				
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	-	-	-	3 721
Honoraires professionnels encourus dans le cadre de l'offre d'acquisition du Fonds	-	2 242	-	2 242
Données ajustées	21 733	7 638	59 521	29 150

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)

(en milliers de \$ canadiens)	<i>Périodes de trois mois closes les 30 juin</i>		<i>Périodes de six mois closes les 30 juin</i>	
	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux actionnaires	(5 107)	(4 714)	1 904	(2 738)
Éléments spécifiques* :				
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	-	-	-	2 739
Honoraires professionnels encourus dans le cadre de l'offre d'acquisition du Fonds	-	1 569	-	1 569
Amortissement du solde des frais de financement reportés liés au financement initial de la phase I de Thames River	-	-	-	1 915
Gain sur vente d'actifs	-	-	(1 664)	(519)
Données ajustées	(5 107)	(3 145)	240	2 966

* Impacts nets d'impôts

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011

Le tableau suivant présente les principaux écarts du bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires :

	<i>Bénéfice net (Perte nette) (en M\$ canadiens)</i>	<i>Par action (en \$ canadiens, de base)</i>
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2010	(4,7)	(0,12)
Variation du BAIIA	16,3	0,43
Amortissement	(8,8)	(0,23)
Perte de change	(1,4)	(0,04)
Perte nette sur instruments financiers	0,1	-
Frais de financement	(9,4)	(0,25)
Charge d'impôts sur le bénéfice	2,5	0,06
Part des actionnaires sans contrôle	0,3	0,01
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011	(5,1)	(0,14)

Au cours du deuxième trimestre de l'exercice 2011, Boralex a enregistré une perte nette de 5,1 M\$ ou 0,14 \$ par action, comparativement à une perte nette de 4,7 M\$ ou 0,12 \$ par action au même trimestre de l'exercice 2010.

Par ailleurs, rappelons qu'en vertu du cycle saisonnier des activités de la Société décrit sous la rubrique *Facteurs saisonniers et autres facteurs de nature cyclique*, le deuxième trimestre de Boralex est généralement le plus faible de l'année.

Les actifs acquis du Fonds et les sites éoliens mis en service en 2010 ont contribué à une augmentation nette de 17,3 M\$ (*déduction faite de la part des résultats du Fonds de 0,4 M\$ en 2010*) du BAIIA consolidé par rapport au deuxième trimestre de 2010. Malgré cet apport important, la diminution du bénéfice net ajusté s'explique par les principaux facteurs suivants :

- un recul des résultats d'exploitation des centrales américaines aux résidus de bois, tel que commenté plus loin dans ce rapport de gestion ;
- la hausse des frais de financement résultant de l'émission de débentures convertibles au troisième trimestre de 2010, du financement des projets éoliens et de l'acquisition du Fonds ;
- l'augmentation de la charge d'amortissement résultant de l'acquisition du Fonds et de l'expansion récente du secteur éolien au Canada et en France ; et
- une variation défavorable au niveau des pertes de change.

Ces éléments défavorables ont été en partie atténués par un recouvrement d'impôts sur le bénéfice plus important au cours du deuxième trimestre de 2011.

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$ canadiens)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2010	36,7	5,4
Impact des activités consolidées du Fonds	23,2	12,3
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>		
Mises en service	6,5	5,4
Arrêt de la centrale d'Ashland	(5,8)	(2,1)
Prix	(0,1)	(0,1)
Volume	(3,0)	(0,2)
RECs et certificats verts	(3,1)	(3,1)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,5)	-
Entretien	-	0,9
Développement-prospection	-	0,4
Fonds de revenu Boralex énergie (pré-acquisition)	-	(0,4)
Autres	0,1	3,2
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011	54,0	21,7

PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2011, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 54,0 M\$ comparativement à 36,7 M\$ au même trimestre en 2010, soit une hausse de 17,3 M\$ ou de 47,1 %. Notons que la fluctuation des taux de change a eu un effet peu significatif sur les produits, soit de l'ordre de 0,5 M\$.

L'ajout des dix centrales du Fonds et la mise en service de nouveaux sites éoliens totalisant une puissance installée de 99,0 MW entre août et décembre 2010 ont ensemble apporté des produits additionnels de 29,7 M\$. Cependant, l'effet de cette contribution a été atténué par un recul de l'ordre de 10,4 M\$ des produits des centrales américaines aux résidus de bois par rapport à l'année précédente, en raison principalement de l'arrêt de la centrale d'Ashland depuis l'échéance de ses swaps financiers de prix d'électricité, le 28 février 2011, de la baisse des ventes de RECs et d'une diminution planifiée du volume de production des centrales. Ces sujets sont commentés plus en détail dans l'analyse portant sur les performances sectorielles présentée plus loin dans ce rapport de gestion.

Au total, Boralex a produit 561 489 MWh d'électricité au deuxième trimestre de l'exercice 2011, par rapport à 376 847 MWh à la même période en 2010. Cette augmentation de 49,0 % est attribuable à l'acquisition du Fonds et à la mise en service des nouveaux sites éoliens. Excluant ces deux éléments, le volume de production des centrales existantes de Boralex a connu une baisse de 32,6 %, résultant principalement de l'interruption de la production de la centrale d'Ashland, du ralentissement volontaire de la production de certaines autres centrales américaines aux résidus de bois dû aux conditions de marché et d'un recul de la production des sites éoliens français attribuable à des incidents techniques et à des conditions climatiques moins favorables qu'en 2010.

AUTRES PRODUITS

La quasi-disparition des autres produits s'explique par la consolidation, depuis la prise de contrôle effective du Fonds le 15 septembre 2010, des produits autrefois perçus auprès de ce dernier. Les *Autres revenus* de 0,2 M\$ enregistrés au deuxième trimestre de 2011 représentent essentiellement des honoraires de gestion d'une centrale détenue par une fiducie dont un des administrateurs de la Société est fiduciaire unique.

BAIIA

Le BAIIA consolidé du deuxième trimestre de 2011 s'est chiffré à 21,7 M\$. Tel qu'indiqué au tableau de la page 10 du présent rapport de gestion, ceci se compare à un BAIIA ajusté de 7,6 M\$ à la même période de l'année précédente, excluant les honoraires professionnels de 2,2 M\$ encourus dans le cadre de l'acquisition du Fonds. Par conséquent, Boralex a enregistré une augmentation de 14,1 M\$, soit de 185,5 %, de son BAIIA ajusté entre les seconds trimestres de 2010 et 2011, tandis que sa marge de BAIIA ajusté en pourcentage des produits générés par la vente d'énergie est passée de 20,8 % au deuxième trimestre de 2010, à 40,3 % au deuxième trimestre de 2011.

La consolidation des résultats du Fonds en 2011, comparativement à la comptabilisation d'une quote-part de 23 % l'année précédente, a représenté une contribution additionnelle de 11,9 M\$ au BAIIA du deuxième trimestre de 2011.

Excluant les centrales du Fonds, les autres activités de Boralex ont augmenté leur contribution au BAIIA ajusté de 2,2 M\$, en raison des principaux éléments suivants :

- un apport additionnel de 5,4 M\$ au BAIIA généré par les nouveaux sites éoliens de la Société ;
- une diminution combinée de 1,3 M\$ des frais d'entretien et des frais de développement et de prospection ; et
- divers autres éléments totalisant environ 1,4 M\$ liés à la diminution ou la non-réurrence de certaines dépenses.

L'ensemble de ces facteurs positifs a ainsi compensé pour les éléments défavorables suivants, lesquels sont en majeure partie liés au secteur des résidus de bois :

- l'impact négatif de 3,1 M\$ sur le BAIIA attribuable à la diminution des ventes de RECs et de certificats verts ;
- le manque à gagner de 2,1 M\$ résultant de l'interruption des activités de la centrale d'Ashland ;
- un effet de volume de production défavorable de 0,2 M\$ (excluant les centrales du Fonds et les mises en service) ; et
- un effet de prix de défavorable de 0,1 M\$.

AMORTISSEMENT, PERTE (GAIN) DE CHANGE, PERTE NETTE SUR INSTRUMENTS FINANCIERS ET FRAIS DE FINANCEMENT

La dépense d'amortissement du deuxième trimestre de 2011 s'est chiffrée à 17,1 M\$ comparativement à 8,3 M\$ en 2010. Excluant l'amortissement des centrales du Fonds de 6,5 M\$, les frais d'amortissement de Boralex ont augmenté de 3,0 M\$ en raison des investissements effectués au cours des 12 derniers mois dans le secteur éolien au Canada et en France. Notons, cependant, que ce montant tient compte d'un ajustement favorable ayant eu pour effet de réduire la charge d'amortissement de 0,7 M\$ au deuxième trimestre. Cet ajustement est dû au fait que la Société a modifié la durée de vie d'une composante pour certains modèles d'éoliennes, à la lumière de nouvelles informations obtenues et de son expérience d'exploitation accrue en lien avec cette composante. De plus, la hausse de la dépense d'amortissement au deuxième trimestre a été atténuée par une diminution de l'amortissement des actifs situés aux États-Unis due à la dépréciation du dollar américain face à la devise canadienne.

Boralex a enregistré une perte de change de 0,5 M\$, comparativement à un gain de change de 0,9 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit une variation défavorable de 1,4 M\$. Celle-ci est attribuable à une réévaluation de 0,5 M\$, au deuxième trimestre de 2011, des avances intercompagnies destinées à certaines des filiales américaines de Boralex. Par ailleurs, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 0,1 M\$ au deuxième trimestre de l'exercice courant, par rapport à une perte nette sur instruments financiers de 0,2 M\$ en 2010. Rappelons que le poste *Perte nette (Gain net) sur instruments financiers* est principalement composé du montant lié à la portion inefficace des instruments financiers. Bien que tous les instruments financiers utilisés par Boralex soient hautement efficaces, ils comportent toujours une faible proportion d'inefficacité. De façon générale, si la variation des instruments financiers est favorable à Boralex, cette variation engendre un montant d'inefficacité favorable. On observe l'effet contraire pour les instruments dont la variation de la position est défavorable pour Boralex.

Les frais de financement se sont élevés à 12,5 M\$ au deuxième trimestre de 2011, par rapport à 3,1 M\$ à la même période en 2010. Excluant les dettes acquises du Fonds (1,0 M\$), les frais de financement de Boralex ont augmenté principalement de 8,4 M\$ en raison de l'émission de débentures convertibles ayant servi à financer une partie du coût d'acquisition du Fonds et du recours à de nouvelles dettes au cours des 12 derniers mois dans le cadre des divers projets de développement éolien de la Société.

PERTE AVANT IMPÔTS, RECOUVREMENT D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES

Au deuxième trimestre de 2011, Boralex a ainsi enregistré une perte avant impôts et part des actionnaires sans contrôle de 8,4 M\$ par rapport à 5,3 M\$ en 2010. La Société a inscrit un recouvrement d'impôts de 2,9 M\$ par rapport à 0,4 M\$ au deuxième trimestre de 2010. Rappelons que, tenant compte des différentes juridictions où la Société poursuit actuellement ses activités d'exploitation et où elle œuvre à des projets de développement de futurs sites énergétiques, la direction estime que le taux combiné de Boralex devrait se situer entre 32 % et 35 % dans un horizon à moyen terme. À court terme, cependant, le taux d'impôts consolidé de Boralex peut varier de façon significative d'une période à l'autre, compte tenu de l'évolution de ses résultats selon les différentes juridictions où elle opère.

Par conséquent, Boralex a clos le deuxième trimestre de l'exercice 2011 avec une perte nette attribuable aux actionnaires de 5,1 M\$ ou 0,14 \$ par action, comparativement à 4,7 M\$ ou 0,12 \$ par action à la même période en 2010.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011

Le tableau suivant présente les principaux écarts du bénéfice net (perte nette):

	<i>Bénéfice net (Perte nette)</i> <i>(en M\$ canadiens)</i>	<i>Par action</i> <i>(en \$ canadiens, de base)</i>
PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2010	(2,7)	(0,07)
Variation du BAIIA	36,3	0,96
Amortissement	(16,9)	(0,45)
Perte de change	(2,5)	(0,07)
Perte nette sur instruments financiers	(0,7)	(0,02)
Frais de financement	(15,6)	(0,41)
Gain sur vente d'actifs	1,6	0,04
Charge d'impôts sur le bénéfice	1,9	0,06
Part des actionnaires sans contrôle	0,5	0,01
PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011	1,9	0,05

Pour la période de six mois close le 30 juin 2011, Boralex a enregistré un bénéfice net de 1,9 M\$ ou 0,05 \$ par action, comparativement à une perte nette de 2,7 M\$ ou 0,07 \$ par action à la même période de l'exercice 2010. Tel qu'il apparaît au tableau de la page 10, le résultat de 2011 inclut un élément spécifique favorable au montant net de 1,7 M\$, composé des gains suivants enregistrés au cours du premier trimestre :

- un gain net de 0,4 M\$ provenant de la vente sur le marché boursier de 784 796 actions d'AbitibiBowater (« ABI ») octroyées par cette dernière à Boralex à la fin de 2010 dans le cadre de la réclamation déposée par Boralex au C-36 d'ABI, comme il est décrit plus loin sous cette rubrique ; et
- un gain net de 1,3 M\$ provenant de la vente du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario.

D'autre part, le résultat du premier semestre de l'exercice 2010 comportait des éléments spécifiques au montant total net défavorable de 5,7 M\$, répartis comme suit :

- la quote-part nette de 2,7 M\$ de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale thermique de Dolbeau (Québec), qui appartenait alors au Fonds ;
- l'amortissement au montant net de 1,9 M\$ des frais de financement reportés qui étaient liés au financement initial de la phase I du site éolien Thames River (Canada), en raison de la mise en place, en mars 2010, d'un nouveau financement global des deux phases de Thames River ;
- le montant net de 1,6 M\$ en honoraires professionnels encourus dans le cadre de l'offre d'acquisition du Fonds au cours du deuxième trimestre de 2010 ; et
- un gain net de 0,5 M\$ sur la vente d'actifs éoliens non stratégiques en France.

Excluant les éléments spécifiques des deux périodes comparatives, Boralex a inscrit un bénéfice net ajusté de 0,2 M\$ ou 0,01 \$ par action pour les six premiers mois de l'exercice 2011, par rapport à un bénéfice net ajusté de 3,0 M\$ ou 0,08 \$ par action à la même période de l'exercice précédent.

L'ajout des actifs du Fonds et les sites éoliens mis en service en 2010 ont contribué à une augmentation totale de 39,4 M\$ du BAIIA consolidé ajusté par rapport au premier semestre de 2010. Malgré cet apport, le bénéfice net ajusté a diminué en raison des mêmes facteurs présentés dans le commentaire portant sur le deuxième trimestre, soit :

- la hausse des frais d'amortissement ;
- la hausse des frais de financement ;
- le recul des résultats d'exploitation des centrales américaines aux résidus de bois ; et
- des variations défavorables diverses, notamment au niveau des pertes de change et sur instruments financiers.

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$ canadiens)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2010	87,7	23,2
Impact des activités consolidées du Fonds	53,2	29,9
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>		
Mises en service	14,8	12,5
Arrêt de la centrale d'Ashland	(5,8)	(2,1)
Prix	2,3	2,3
Volume	(6,5)	(2,0)
RECs et certificats verts	(6,5)	(6,4)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(3,1)	(0,9)
Coût des matières premières	-	(1,7)
Entretien	-	1,2
Développement - prospection	-	1,0
Fonds de revenu Boralex énergie (pré-acquisition) ⁽¹⁾	-	0,7
Autres	(0,1)	1,8
PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011	136,0	59,5
<small>(1) Ce montant est reflété dans les postes suivants de l'état des résultats de 2010 : <i>Parts des résultats du Fonds, Revenus de gestion du Fonds</i> et, en ce qui a trait aux charges, <i>Gestion et exploitation du Fonds</i>.</small>		

PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2011, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 136,0 M\$ comparativement à 87,7 M\$ à la même période en 2010, soit une hausse de 48,3 M\$ ou de 55,1 %. L'ajout des dix centrales du Fonds a apporté des produits additionnels de 53,2 M\$. Excluant ces dernières, les produits attribuables aux autres activités de Boralex se sont donc chiffrés à 82,8 M\$ au premier semestre de 2011, affichant une baisse de 4,9 M\$, soit de 5,6 % sur la même période de l'année précédente. Celle-ci est en bonne partie attribuable à la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain et, dans une moindre mesure, par rapport à l'euro, ce qui a eu une incidence défavorable de 3,1 M\$ sur l'évolution des produits. Mise à part l'acquisition du Fonds, les principaux éléments favorables ayant influé sur l'évolution des produits furent les suivants :

- la mise en service de nouveaux sites éoliens, lesquels ont apporté des produits additionnels de 14,8 M\$; et
- des revenus additionnels de 2,3 M\$ provenant d'une augmentation de 7,2 % du prix de vente moyen pour l'ensemble des actifs de Boralex (excluant les centrales du Fonds et les mises en service). Cette augmentation est attribuable à la hausse du prix de vente moyen de la phase I du site éolien de Thames River, laquelle était en période de rodage au début de l'exercice 2010. L'augmentation du prix de vente moyen de Boralex s'explique également par une hausse des prix de la vapeur et de l'électricité vendues par la centrale de cogénération de Blendecques (France) et par la hausse du prix moyen de l'électricité vendue par les centrales hydroélectriques et celles à bases de résidus de bois situées aux États-Unis.

À l'inverse, en plus de l'impact défavorable de 3,1 M\$ attribuable à la fluctuation des taux de change, les produits de Boralex au cours des six premiers mois de l'exercice 2011 ont été affectés par les trois principaux éléments suivants :

- un manque à gagner de 6,5 M\$ attribuable à la diminution planifiée du volume de production des centrales existantes, excluant les dix centrales acquises du Fonds et les sites éoliens nouvellement mis en service. La diminution de la production des centrales existantes est principalement attribuable au secteur des résidus de bois aux États-Unis et, dans une moindre mesure, au secteur éolien en France ;
- une diminution de 6,5 M\$ des ventes de RECs et de certificats verts ; et
- un manque à gagner de 5,8 M\$ résultant de l'arrêt de la production de la centrale aux résidus de bois d'Ashland.

(Ces variations sont commentées plus en détail dans l'analyse portant sur les performances sectorielles présentée plus loin dans ce rapport de gestion.)

Au total, Boralex a produit 1 313 774 MWh d'électricité au premier semestre de l'exercice 2011, par rapport à 849 985 MWh à la même période en 2010. Cette augmentation de 54,6 % est attribuable à l'acquisition du Fonds et à la mise en service des nouveaux sites éoliens. Excluant ces deux éléments, le volume de production des centrales existantes de Boralex a connu une baisse de 20,5 %, résultant principalement du contexte plus difficile pour les centrales américaines aux résidus de bois.

AUTRES PRODUITS

La quasi-disparition des autres produits s'explique par la consolidation, depuis la prise de contrôle effective du Fonds le 15 septembre 2010, des produits autrefois perçus auprès de ce dernier. Les *Autres revenus* de 0,3 M\$ enregistrés au cours des six premiers mois de 2011 représentent essentiellement des honoraires de gestion d'une centrale détenue par une fiducie dont un des administrateurs de la Société est fiduciaire unique. Quant à la diminution des *Autres revenus* par rapport à ceux de la même période en 2010, elle s'explique par le fait que la centrale au gaz naturel de Blendecques (France) n'a réalisé aucune vente de droits d'émission excédentaires de CO₂ depuis le début de l'exercice courant.

BAIIA

Le BAIIA consolidé des six premiers mois de l'exercice 2011 s'est chiffré à 59,5 M\$ comparativement à un BAIIA ajusté de 29,2 M\$ à la même période de 2010, faisant abstraction des éléments spécifiques ayant affecté le BAIIA de cette période, soit la quote-part dans la dépréciation des immobilisations de la centrale de Dolbeau et les honoraires relatifs à l'acquisition du Fonds. Le BAIIA ajusté de Boralex a ainsi affiché une croissance de 30,3 M\$ ou de 103,8 % entre les premiers semestres de 2010 et 2011, tandis que la marge de BAIIA en pourcentage des produits générés par la vente d'énergie est passée de 33,2 % en 2010 à 43,8 % cette année.

Excluant la dévaluation des immobilisations de la centrale de Dolbeau des résultats de 2010, la consolidation de 100 % des résultats du Fonds en 2011, déduction faite de la comptabilisation d'une participation de 23 % l'année précédente, a représenté une contribution additionnelle de 26,9 M\$ au BAIIA ajusté de la première moitié de l'exercice 2011. Quant aux autres activités de Boralex, elles ont augmenté leur contribution au BAIIA ajusté de 3,4 M\$, ou de 11,6 %. Notons que si l'on exclut l'incidence défavorable de 0,9 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, cette augmentation aurait été de 4,3 M\$ ou de 14,7 %, en raison des trois principaux facteurs suivants :

- une contribution additionnelle de 12,5 M\$ au BAIIA générée par les nouveaux sites éoliens de la Société ;
- une contribution additionnelle de 2,3 M\$ attribuable à la hausse du prix de vente moyen des centrales de Boralex (excluant celles du Fonds) ; et
- une diminution combinée de 2,2 M\$ des frais d'entretien et des frais de développement et de prospection.

Ces facteurs positifs ont compensé pour les éléments défavorables suivants :

- l'impact négatif de 6,4 M\$ sur le BAIIA attribuable à la diminution des ventes de RECs et de certificats verts ;
- le manque gagner de 2,1 M\$ au niveau du BAIIA attribuable à l'arrêt de production de la centrale thermique d'Ashland ;
- un effet de volume défavorable de 2,0 M\$ (excluant les centrales du Fonds et les mises en service) ; et
- une augmentation de 1,7 M\$ du coût des matières premières, dont une hausse de 1,4 M\$ du coût d'approvisionnement en résidus de bois des centrales thermiques américaines de Boralex due, notamment, à la suspension du *Biomass Crop Assistance Program* (« BCAP ») en vigueur aux États-Unis de décembre 2009 à avril 2010, lequel offrait des avantages financiers aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers pour la production d'énergie électrique.

AMORTISSEMENT, PERTE (GAIN) DE CHANGE, PERTE NETTE (GAIN NET) SUR INSTRUMENTS FINANCIERS ET FRAIS DE FINANCEMENT

La dépense d'amortissement des six premiers mois de 2011 s'est chiffrée à 32,8 M\$ comparativement à 15,9 M\$ en 2010. Excluant l'amortissement des centrales du Fonds, les frais d'amortissement de Boralex ont augmenté de 6,4 M\$ en raison de l'expansion du secteur éolien. Rappelons que la dépense d'amortissement du deuxième trimestre a été réduite de 0,7 M\$ à la suite d'une modification de la durée de vie d'une composante d'éolienne. Sur une base annuelle complète, l'impact prévu de cette modification est estimé à environ 2,7 M\$. Par ailleurs, la hausse de la dépense d'amortissement par rapport au même semestre en 2010 due aux investissements des 12 derniers mois a été atténuée par une diminution de l'amortissement des actifs situés aux États-Unis et en Europe en raison de l'appréciation du dollar canadien vis-à-vis le dollar américain et l'euro.

Boralex a enregistré une perte de change de 2,0 M\$, comparativement à un gain de change de 0,4 M\$ à la période correspondante de 2010. Cette variation défavorable de 2,4 M\$ est attribuable à la réévaluation des avances intercompagnies. De plus, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 0,4 M\$ au premier semestre de l'exercice courant, par rapport à un gain net sur instruments financiers de 0,3 M\$ en 2010, ce qui représente une variation défavorable de 0,7 M\$.

Les frais de financement ont été de 24,5 M\$ pour les six premiers mois de 2011, par rapport à 8,9 M\$ à la même période en 2010. Excluant les dettes acquises du Fonds (2,1 M\$), les frais de financement de Boralex ont augmenté 13,5 M\$ en raison de l'émission de débentures convertibles en marge de l'acquisition du Fonds et de l'expansion du secteur éolien. Cependant, la hausse des frais de financement a été atténuée par l'incidence favorable qu'a eue l'appréciation du dollar canadien sur la dépense d'intérêt relative à la dette libellée en euros.

GAINS SUR VENTE D'ACTIFS

Au cours du premier trimestre de 2011, Boralex a réalisé des gains totalisant 2,4 M\$ sur la cession d'actifs. Le 1^{er} février 2011, Boralex a disposé, au prix unitaire de 26,50\$, de 784 796 actions ordinaires d'ABI que cette dernière lui avaient octroyées à la fin de 2010 à titre de compensation liée au règlement partiel d'une créance d'environ 83 M\$ due par ABI à Boralex, telle que négociée dans le cadre du C-36 d'ABI. La vente desdites actions sur le marché a généré un produit de 20,8 M\$ et un gain sur disposition de 0,6 M\$. Une fois que l'ensemble des réclamations déposées par des tiers contre ABI aura été résolu par les tribunaux, Boralex pourrait recevoir des distributions additionnelles sous forme d'actions. Au 30 juin 2011, Boralex détient 148 780 actions évaluées à 19,56\$.

De plus, au cours du premier trimestre de 2011, Boralex a réalisé un gain de 1,8 M\$ sur la cession du projet éolien Merlin-Buxton, (Ontario) dont la Société avait acquis les droits en 2008. Cette décision a été prise compte tenu du potentiel limité de ce projet pour la Société.

Au cours de l'année précédente, soit le 31 mars 2010, Boralex avait réalisé un gain de 0,8 M\$ sur la vente de la filiale qui détenait le parc éolien de Bel Air (France).

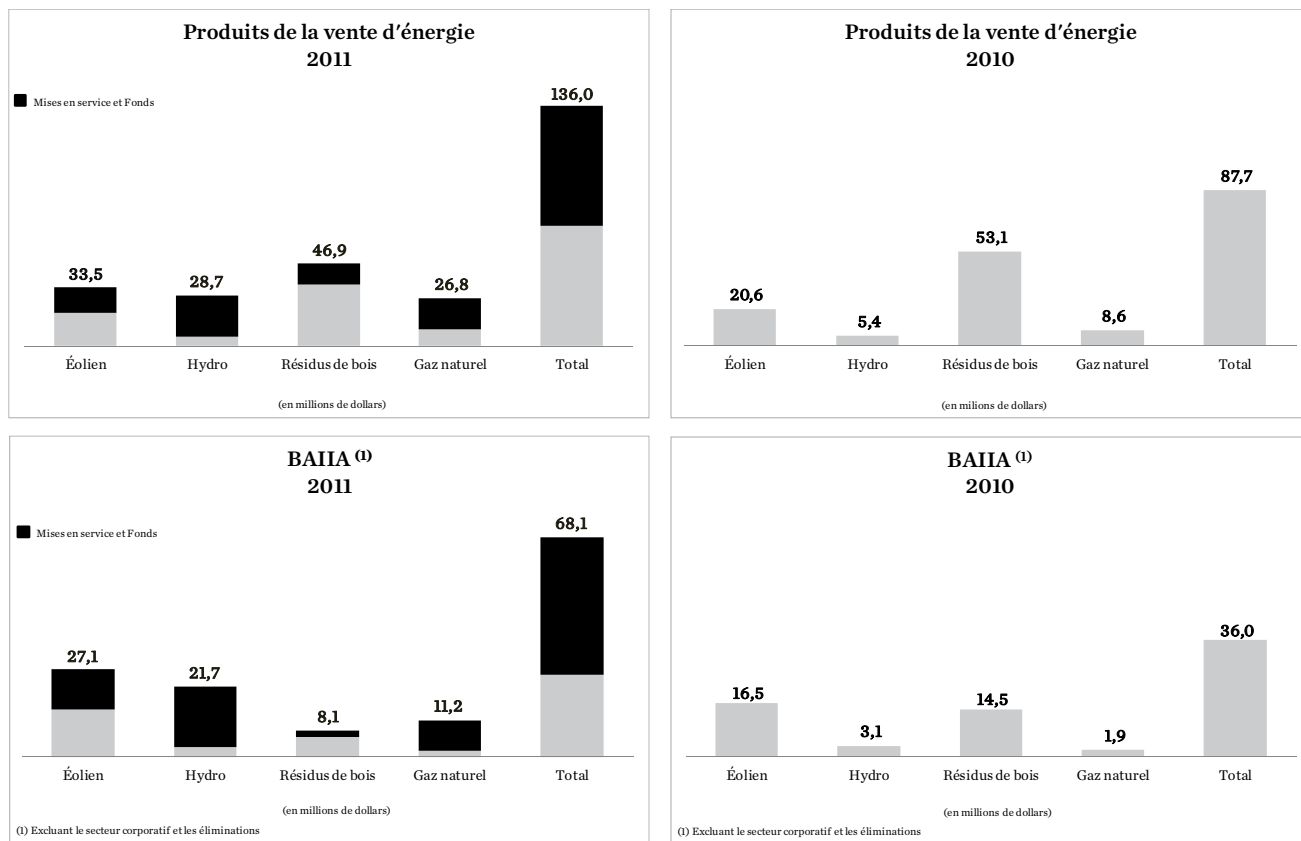
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS, CHARGE D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES

Boralex a clos le premier semestre de l'exercice 2011 avec un bénéfice avant impôts et part des actionnaires sans contrôle de 2,1 M\$ par rapport à 0,1 M\$ en 2010. La Société a inscrit une charge d'impôts de 0,6 M\$ par rapport à 2,6 M\$ à la même période de 2010, en raison essentiellement de l'augmentation du bénéfice avant impôts. Par conséquent, Boralex a clos les six premiers mois de l'exercice 2011 avec un bénéfice net attribuable aux actionnaires de 1,9 M\$ ou 0,05 \$ par action, comparativement à une perte nette de 2,7 M\$ ou 0,07 \$ par action à la même période en 2010.

En résumé, en termes de croissance des produits, du BAIIA et des marges bénéficiaires, les résultats de la première moitié de l'exercice 2011 reflètent le bien fondé et la valeur ajoutée de la transaction d'acquisition du Fonds complétée en novembre 2010, de même que les retombées positives croissantes de la stratégie d'expansion de Boralex dans le secteur éolien. Ces deux sources de croissance ont atténué l'impact, sur le bénéfice net de la Société, des conditions de marché difficiles pour les centrales américaines aux résidus de bois et de la hausse des charges d'amortissement et de financement résultant de l'expansion récente de Boralex. Au cours des prochains trimestres, la contribution des centrales du Fonds, de même que le plein apport des nouveaux sites éoliens de Boralex, devraient favoriser une meilleure absorption des frais généraux fixes et, par conséquent, une rentabilité accrue.

ANALYSE DES PERFORMANCES SECTORIELLES

ÉVOLUTION GÉOGRAPHIQUE ET SECTORIELLE ENTRE LES PÉRIODES DE SIX MOIS CLOSES LES 30 JUIN 2011 ET 2010



Au cours des derniers trimestres, deux développements importants ont considérablement modifié le portefeuille énergétique de Boralex et, par conséquent, son positionnement géographique et sectoriel :

- à partir du mois de décembre 2009, une accélération de l'expansion du secteur éolien incluant la mise en service des premiers actifs éoliens de Boralex au Canada, lesquels regroupent aujourd'hui une puissance installée de 90 MW, et la signature d'un partenariat stratégique en Europe qui fut suivie, au cours de l'exercice 2010, par la mise en service de nouveaux sites éoliens en France totalisant 53,5 MW ; et
- l'acquisition, entre le 15 septembre et le 1^{er} novembre 2010, de la totalité des parts de fiducie du Fonds non déjà détenues par Boralex, ce qui a permis d'intégrer au portefeuille énergétique de Boralex des centrales totalisant une puissance installée de 190 MW, toutes dotées de contrats de vente d'électricité à long terme et dont plus de la moitié dans le secteur hydroélectrique.

Sur le plan géographique, ces deux développements ont eu pour effet de mieux diversifier la répartition de la puissance installée et des résultats de Boralex entre le Canada, les États-Unis et l'Europe. Par exemple, avant la mise en service de la phase I du site éolien de Thames River (Ontario), au début du mois de décembre 2009, à peine 5 % de la puissance installée de la Société était située au Canada, par rapport à 62 % aux États-Unis et 33 % en Europe. La mise en service subséquente des deux phases du site éolien Thames River et l'intégration des centrales du Fonds ont fait en sorte que la part des actifs canadiens dans le portefeuille énergétique de Boralex atteint aujourd'hui 34 %, par rapport à 41 % pour les États-Unis et 25 % pour l'Europe. Boralex jouit ainsi d'un meilleur équilibre géographique de ses sources de revenus, en plus d'être moins vulnérable aux fluctuations des devises.

Sur le plan sectoriel, le principal effet de ces développements a été d'accroître le poids relatif des secteurs éolien et hydroélectrique dans la composition du portefeuille énergétique de la Société. La part combinée de ces deux secteurs est en effet passée d'environ 40 % au début décembre 2009 à 56 % aujourd'hui. Étant donné que ces deux secteurs génèrent des marges bénéficiaires supérieures à la moyenne des actifs de Boralex, cette évolution a un effet bénéfique sur la rentabilité de la Société et, par conséquent, sur sa capacité d'autofinancement.

De façon globale, l'expansion du secteur éolien depuis décembre 2009, l'acquisition du Fonds et, plus récemment, la mise en service du premier parc solaire de la Société, ont ensemble permis de hausser la puissance installée de Boralex d'un total d'environ 339 MW additionnels, soit de plus de 90 %. La portion de la production détenant des contrats de vente d'électricité à long terme est passée de 48 % à 73 %.

RÉPARTITION DES RÉSULTATS DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUIN 2011

Au cours des six premiers mois de l'exercice 2011, la répartition géographique des produits de la vente d'énergie de Boralex a été comme suit :

- 42 % au Canada, par rapport à 10 % à la même période en 2010 ;
- 39 % en provenance des États-Unis par rapport à 64 % en 2010 ; et
- 19 % en provenance d'Europe par rapport à 26 % l'année précédente.

Outre l'accroissement du poids relatif des actifs canadiens dans le portefeuille énergétique de Boralex, comme il a été décrit précédemment, ces variations sont attribuables au recul des produits des centrales américaines aux résidus de bois de Boralex depuis le début de l'exercice 2011, ainsi qu'à la dépréciation des devises américaine et européenne face au dollar canadien. Quant à l'évolution de la répartition sectorielle des résultats trimestriels, elle a suivi les tendances suivantes.

Éolien — Bien que les produits de ce secteur aient affiché une croissance de 62,6 % par rapport aux six premiers mois de 2010 en raison de la mise en service des nouveaux sites, sa part des produits consolidés est restée relativement stable, soit de 24,6 % comparativement à 23,5 % en 2010. Ceci s'explique par le fait que l'intégration des activités du Fonds a accru le poids relatif des autres secteurs, en particulier celui des secteurs hydroélectrique et thermique au gaz naturel. Pour la même raison, malgré une hausse de 64,2 % du BAIIA du secteur éolien, sa part dans le BAIIA consolidé (avant éléments corporatifs et éliminations), est passée de 45,8 % au premier semestre de 2010 à 39,8 % à la même période en 2011. Notons, cependant, que le secteur éolien demeure le plus important générateur de BAIIA de Boralex, et celui qui affiche la plus haute marge bénéficiaire de BAIIA, soit de l'ordre de 80,9 % au premier semestre de 2011 (80,1 % en 2010), par rapport à une marge globale de 50,1 % pour l'ensemble des centrales au premier semestre de 2011 (41,0 % en 2010). Compte tenu des projets éoliens en cours de développement de plus de 400 MW, l'apport prépondérant de ce secteur à la rentabilité d'exploitation de Boralex est appelé à s'accroître au cours des prochaines années.

Hydroélectrique — La contribution du secteur hydroélectrique aux produits de la vente d'énergie consolidés de Boralex est passée de 6,2 % à 21,1 % entre les périodes de six mois closes les 30 juin 2010 et 2011, dû au fait que les produits de ce secteur ont plus que quintuplé à la suite, principalement, de l'intégration des sept centrales hydroélectriques du Fonds. De plus, l'ajout des centrales du Fonds, qui sont toutes dotées de contrats de vente d'électricité à long terme, a contribué à multiplier par sept fois le BAIIA de ce secteur. Sa part du BAIIA consolidé est donc passée de 8,6 % au premier semestre de 2010, à 31,9 % à la même période en 2011. Quant à sa marge de BAIIA en pourcentage de ses produits, elle est passée de 57,4 % à 75,6 % entre les mêmes périodes.

Résidus de bois — Le secteur des résidus de bois a compté pour 34,5 % des produits consolidés de la période de six mois close le 30 juin 2011 (par rapport à 60,5 % en 2010) et pour 11,9 % du BAIIA consolidé (par rapport à 40,3 % en 2010), ce qui s'explique principalement par le recul des résultats des centrales américaines de Boralex ainsi que par la diminution du poids relatif de ce secteur.

Gaz naturel — L'intégration de la centrale de Kingsey Falls (Québec) a eu un effet positif significatif sur la performance de ce secteur, dont les produits et le BAIIA ont été respectivement multipliés par plus de trois fois et par près de six fois. Par conséquent, la contribution de ce secteur aux produits consolidés a été de 19,7 % en 2011, comparativement à 9,8 % en 2010, tandis que sa contribution au BAIIA de Boralex est passée de 5,3 % à 16,4 %. La marge de BAIIA de ce secteur est ainsi passée de 22,1 % en 2010 à 41,8 % en 2011.

Solaire — La mise en service du premier parc solaire de la Société en date du 17 juin 2011 a eu peu d'incidence sur les résultats du deuxième trimestre et des six mois clos le 30 juin 2011. Puisque ce site représente moins de 1,0 % de la puissance installée totale de la Société son poids demeurera relativement faible dans les résultats consolidés. Par contre, la Société demeure à l'affût d'opportunités qui permettront à ce secteur de croître.

SITES ÉOLIENS

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$ canadiens)	Périodes de trois mois		Périodes de six mois	
	Produits de la vente d'énergie	BAIIA	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
AU 30 JUIN 2010	9,2	7,1	20,6	16,5
Mises en service ⁽¹⁾	6,5	5,4	14,8	12,5
Prix	(0,5)	(0,5)	(0,7)	(0,7)
Volume	(0,4)	(0,4)	(1,2)	(1,2)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	0,4	0,3	(0,1)	(0,1)
Autres	-	0,1	0,1	0,1
AU 30 JUIN 2011	15,2	12,0	33,5	27,1

(1) Thames River phase II au Canada, Chasse Marée, Ronchois et Le Grand Camp ainsi que l'expansion de Cham Longe en France.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS

Les résultats du deuxième trimestre de l'exercice 2011 reflètent les mêmes faits saillants que ceux observés au premier trimestre, c'est-à-dire :

- la contribution importante des nouveaux sites éoliens totalisant près de 100 MW mis en service au cours des cinq derniers mois de l'exercice 2010, en particulier la phase II de Thames River (50 MW) au Canada, ainsi que les sites français Ronchois (30 MW), Le Grand Camp (10 MW) et Chasse Marée (9MW) ;
- une bonne performance des sites de la phase I de Thames River (40 MW) mis en service en décembre 2009 et janvier 2010 ; et
- un repli des résultats des sites existants français en raison de conditions climatiques moins favorables qu'en 2010 et de certains autres facteurs externes.

Toutefois, contrairement au premier trimestre, la fluctuation des taux de change, plus précisément l'appréciation de l'euro face au dollar canadien entre les seconds trimestres des exercices 2010 et 2011, a eu une incidence favorable sur les résultats de la période de trois mois close le 30 juin 2011, soit de l'ordre de 0,4 M\$ sur les produits et de 0,3 M\$ sur le BAIIA.

Au cours du deuxième trimestre de l'exercice 2011, le secteur éolien de Boralex a produit 124 362 MWh d'électricité et il a réalisé des produits de 15,2 M\$ ainsi qu'un BAIIA de 12,0 M\$. Ces indicateurs de performance représentent des hausses respectives de 61,5 %, 65,2 % et 69,0 % par rapport au volume de production, aux produits et au BAIIA réalisés au trimestre correspondant de l'exercice 2010. Quant à la marge de BAIIA en pourcentage des produits, elle s'est établie à 78,9 % comparativement à 77,2 % l'année précédente. Ces bons résultats sont en presque totalité attribuables à la mise en service des nouveaux sites décrits précédemment, lesquels ont produit 51 304 MWh d'électricité. Ils ont ainsi généré des produits additionnels de 6,5 M\$ et apporté une contribution de 5,4 M\$ au BAIIA du secteur. Par ailleurs, la phase I de Thames River (Canada) a accru sa production de 4,0 % et sa contribution aux produits et au BAIIA du secteur éolien de près de 0,2 M\$, grâce à une meilleure disponibilité de ses équipements.

En France, les parcs éoliens existants ont affiché un ralentissement de 8,1 % de leur production dû principalement à des conditions de vent inférieures à celles de l'année précédente pour certains sites ainsi qu'à des défaillances techniques hors du contrôle de la Société et à des travaux d'amélioration et de remplacement d'équipements. Cette baisse de production s'est traduite par un effet de volume net défavorable de 0,4 M\$ au niveau des produits et du BAIIA de l'ensemble du secteur éolien. Les résultats du secteur éolien au deuxième trimestre de l'exercice 2011 incluent également un effet de prix défavorable net de 0,5 M\$. Celui-ci est principalement attribuable aux ententes contractuelles avec EDF qui prévoient, au terme d'une période de cinq ou dix ans selon la date d'entrée en vigueur du contrat, un ajustement à la baisse du prix de vente par MWh lorsque le volume de production des cinq ou dix années précédentes a surpassé le niveau prévu. Loin de représenter un élément négatif, un tel ajustement à la baisse du prix de vente signifie, au contraire, que les sites concernés ont performé mieux que prévu depuis leur mise en service et ainsi apporté une rentabilité globale supérieure aux attentes de la direction de Boralex.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS

Au cours des six premiers mois de l'exercice 2011, le secteur éolien de Boralex a produit 276 931 MWh d'électricité et réalisé des produits de 33,5 M\$ ainsi qu'un BAIIA de 27,1 M\$, ce qui représente des hausses respectives de 65,5 %, 62,6 et 64,2 % sur les données du semestre correspondant de l'exercice 2010. La marge de BAIIA par rapport aux produits a été de 80,8 % par rapport à 80,1 % en 2010. Ces résultats reflètent essentiellement la mise en service des nouveaux sites commentée précédemment, lesquels ont généré 119 520 MWh d'électricité. Ils ont ainsi apporté des produits additionnels 14,8 M\$ tout en contribuant pour 12,5 M\$ au BAIIA du secteur.

Excluant les mises en service, les sites éoliens existants ont cependant affiché un recul de 24,1 % de leur niveau de production, tandis que leurs produits et leur BAIIA ont décliné de 9,2 % et de 11,5 % respectivement, dû aux facteurs suivants :

- un effet de volume de production défavorable de 1,2 M\$ sur les produits et le BAIIA ;
- un effet de prix défavorable de 0,7 M\$ en majeure partie attribuable aux ententes contractuelles en vigueur en France décrites précédemment, ainsi qu'à la baisse de l'indice des prix de la consommation auquel le prix de vente de l'électricité est indexé en France ; et
- une incidence défavorable de 0,1 M\$ attribuable à la hausse du dollar canadien par rapport à l'euro sur l'ensemble de la période de six mois comparativement à la même période l'année précédente.

Il est à noter que les éléments énumérés ci-dessus se rapportent exclusivement aux sites existants français, puisque les sites de la phase I de Thames River, au Canada, ont plutôt accru leur contribution aux résultats du secteur. À titre d'information, ils ont affiché des taux de croissance de 10,0 % de leur volume de production, 4,5 % de leur prix de vente, 15,0 % de leurs produits et 14,0 % de leur BAIIA. Cette performance s'explique principalement par le fait que ces sites, mis en service en décembre 2009 et janvier 2010, étaient en période de rodage au premier trimestre de l'exercice 2010, alors qu'ils sont pleinement opérationnels depuis le début de l'exercice 2011. Ainsi, en plus d'un facteur d'utilisation supérieur, tous les équipements ont pu bénéficier, pour l'ensemble de la période de six mois en 2011, du plein tarif du programme *Advanced RESOP*.

ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

En avril 2011, le consortium formé de Boralex et son partenaire, une entité formée et contrôlée indirectement par Société en commandite Gaz Métro (le « Consortium ») qui est voué à la mise en service et à l'exploitation des parcs éoliens 2, 3 & 4 de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, a entrepris les travaux de construction des parcs 2 & 3. Ces parcs regroupent une puissance installée de 272 MW, et seront mis en service en décembre 2013. La réalisation des parcs 2 & 3 représente un investissement d'environ 700 M\$, dont le financement devrait être finalisé au cours des prochains mois. Par ailleurs, Boralex et son partenaire ont mis sur pied une coentreprise détenue à 50 % par Boralex, Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 s.e.n.c. (la « Coentreprise ») afin de poursuivre les activités de construction et, éventuellement, d'exploitation de ces parcs éoliens. Ainsi, à partir de ce trimestre, les frais de développement relatifs à ces projets spécifiques du Consortium ne seront plus inclus dans le poste *Projets en développement* dans le bilan de Boralex, mais seront comptabilisés dans un compte de placement *Participation dans une coentreprise*. Les travaux de construction du parc éolien de 69 MW, débuteront en 2014 en vue d'une mise en service prévue pour la fin de 2014.

En juin 2011, les deux projets éoliens communautaires développés conjointement par Boralex et des MRC du Québec, soit la MRC de Témiscouata et la MRC de La Côte-de-Beaupré, ont tous deux été dotés de contrats de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec Hydro-Québec Distribution. Ces parcs éoliens de 25 MW chacun seront mis en service à la fin de 2014 et de 2015 respectivement.

En France, Boralex a procédé en mai 2011 à l'inauguration d'un nouveau centre de maintenance. Le centre abritera notamment un laboratoire électrique afin de réaliser des tests et des améliorations sur les turbines, divers outils d'analyse et un inventaire de pièces de rechange. Cette initiative, qui s'inscrit dans l'approche proactive de Boralex en matière de gestion et d'entretien d'actifs énergétiques, permettra notamment d'améliorer l'efficacité de la maintenance des parcs éoliens d'Ally-Mercoeur, de Cham Longe et de La Citadelle, totalisant 75,5 MW.

Durant la période comprise entre les 1^{er} avril et 21 avril 2011, la Société a conclu des transactions de swap de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement anticipé pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le montant nominal total des transactions est de 200 M\$ et les taux se situent à environ 4,58 %. Au 30 juin 2011, la juste valeur de ces swaps est défavorable de 6,7 M\$. En juillet 2011, la Société a conclu deux transactions additionnelles de swap de taux d'intérêts pour un montant de 40 M\$, à un taux moyen de 3,98 %. Le taux moyen global de l'ensemble des swaps est donc de 4,48 %. Ce taux moyen représente le taux de base du programme de financement anticipé par la direction (le « Programme ») et non son coût total de financement qui comprendra aussi une marge négociée auprès des prêteurs finaux. Bien que le Programme ne soit pas conclu en date de l'exécution de ces transactions, la Société estime qu'il est hautement probable qu'elle le mettra en place dans un délai raisonnable. En effet, la Société et son conseiller financier ont conduit un processus de soumission auprès de la communauté financière mondiale. La Société a reçu un nombre important d'offres indicatives, ce qui lui a permis de bien évaluer chacun des marchés disponibles et de conclure qu'il lui serait possible d'obtenir les conditions de financement nécessaires à la bonne conduite de son projet. Conséquemment, la Société a maintenant établi sa stratégie de mise en marché, incluant la sélection de neuf institutions financières réputées, et procédera, au cours des prochains mois, aux autres étapes préalables à la clôture du Programme. Comme les prêteurs finaux exigeront que les swaps soient exécutés auprès de leur institution, il est probable que les transactions initiales soient réglées au comptant lors de la clôture du Programme qui est anticipée au cours du quatrième trimestre de 2011. Tout gain ou perte accumulé préalablement serait maintenu dans le *Cumul des autres éléments des résultats étendus* et constatés à l'état des résultats selon la méthode de l'amortissement au taux effectif.

PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

En date des présentes, Boralex et ses partenaires détiennent des contrats à long terme de vente d'électricité pour des projets éoliens totalisant 391 MW, tous au Canada, lesquels seront mis en service entre les mois de décembre 2013 et 2015.

Au Québec, la construction des parcs éoliens 2 & 3 de la Seigneurie de Beaupré totalisant 272 MW propriétés de la Coentreprise se déroulent selon les échéanciers prévus, en vue d'une mise en service en décembre 2013. Au cours de l'exercice 2011, la Coentreprise entend finaliser les principaux contrats avec les fournisseurs et mettre en place le financement. Il est aussi prévu qu'une portion importante des travaux de construction des fondations et la majeure partie de ceux des routes seront réalisées cette année. De plus, Boralex et Société en commandite Gaz Métro sont à définir les paramètres du futur parc éolien de la Seigneurie de Beaupré de 69 MW, en vue d'une mise en service en décembre 2014. En plus de bénéficier des importants avantages qu'offre le site sur le plan éolien, environnemental et des infrastructures en place, le rendement de ce futur parc sera avantage par les synergies logistiques qui pourront être réalisées au moment de sa construction et de son exploitation. De plus, parmi les deux projets de 25 MW chacun développés par Boralex en association avec des MRC, celui de La Côte-de-Beaupré sera également érigé sur les terres de la Seigneurie de Beaupré. Ainsi, d'ici quelques années, le site exceptionnel de la Seigneurie de Beaupré comptera une puissance éolienne installée contractée de 366 MW appartenant à Boralex et ses partenaires.

En Europe, Boralex œuvre à divers projets d'acquisition et de développement de sites éoliens, dont un projet de 20 MW, en Italie. Ce projet a obtenu l'autorisation unique des instances gouvernementales au cours du premier trimestre de 2011 et la Société évaluera au cours des prochains mois différents scénarios de financement.

PERSPECTIVES

Au début du troisième trimestre de l'exercice 2010, le secteur éolien de Boralex regroupait une puissance éolienne installée et opérationnelle de 152 MW, dont 112 MW en Europe et 40 MW au Canada. Un an plus tard, Boralex a entrepris le troisième trimestre de l'exercice courant avec une puissance installée majorée de 65 %, celle-ci atteignant aujourd'hui 251 MW, dont 161 MW en Europe et 90 MW au Canada. Selon la direction de Boralex, cette expansion importante de la base opérationnelle du secteur éolien aura un effet significatif sur les résultats du reste de l'exercice 2011 en raison, plus particulièrement :

- de la contribution, pendant tout le reste de l'année par rapport à quelques semaines en 2010, de la phase II de 50 MW du site éolien Thames River ; et
- de la contribution des nouveaux sites français Ronchois, Le Grand Camp et Chasse Marée, d'un total de 49 MW, pendant tout le reste de l'année par rapport à des périodes de trois à six mois en 2010.

Rappelons que tous les actifs éoliens de Boralex, aussi bien en Europe qu'au Canada, bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme ainsi que de tarifs avantageux. En Amérique du Nord, la majeure partie des efforts de la Société au cours des trois prochains exercices sera consacrée à finaliser ses cinq projets totalisant 391 MW au Québec, dont 366 MW sur le site de la Seigneurie de Beaupré, tout en cherchant activement les occasions d'acquiescer d'autres projets se trouvant à différents stades de développement.

En Europe, Boralex entend valoriser au maximum son entente avec Cube afin de tirer avantage des opportunités qui lui permettraient d'intégrer, au cours des deux prochaines années, des actifs éoliens opérationnels ou en développement d'une puissance installée additionnelle d'au moins 50 MW, notamment en France et en Italie.

De l'avis de la direction de Boralex, les perspectives à moyen et long termes du secteur éolien sont des plus favorables compte tenu :

- de l'envergure et de la qualité de ses projets dotés de contrats de vente à long terme actuellement en développement au Canada ;
- des solides alliances qu'elle a conclues en Europe et en Amérique du Nord afin d'accélérer son développement ;
- de sa bonne réputation croissante au sein des marchés financiers mondiaux en tant que développeur et exploitant crédible d'infrastructures éoliennes de plus en plus importantes ; et
- des flux monétaires additionnels significatifs et prévisibles provenant de l'intégration des actifs du Fonds.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$ canadiens)	Périodes de trois mois		Périodes de six mois	
	Produits de la vente d'énergie	BAIIA	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
AU 30 JUIN 2010	2,3	1,2	5,4	3,1
Impact des activités consolidées du Fonds	13,2	11,0	23,4	18,8
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>				
Prix	0,1	0,1	0,2	0,2
Volume	0,5	0,5	0,1	0,1
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,1)	-	(0,2)	(0,1)
Autres	-	(0,2)	(0,2)	(0,4)
AU 30 JUIN 2011	16,0	12,6	28,7	21,7

Le tableau suivant présente les données statistiques récentes et historiques en regard à la production du secteur hydroélectrique :

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWH) ⁽¹⁾	2011	2010
Périodes de trois mois closes les 30 juin	213 490	34 301
Périodes de six mois closes les 30 juin	358 495	74 610
Moyenne historique – périodes de trois mois ⁽²⁾	188 683	190 847
Moyenne historique – périodes de six mois ⁽²⁾	346 206	348 525
Moyenne historique – annuel ⁽²⁾	626 740	627 046

⁽¹⁾ La moyenne historique est calculée en utilisant l'ensemble des données de production disponibles de chacune des centrales jusqu'à la date de clôture de l'exercice financier précédent de Boralex. L'écart important pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin s'explique par l'ajout de 96 MW suite à l'acquisition du Fonds.

⁽²⁾ Les moyennes historiques incluent toutes les centrales existantes de Boralex.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS

Dans la foulée du premier trimestre, la croissance importante des résultats du secteur hydroélectrique au deuxième trimestre de 2011 par rapport à la même période en 2010 reflète clairement l'un des principaux avantages qu'a apporté l'acquisition du Fonds à Boralex : des actifs hydroélectriques de qualité, tous dotés de contrats de vente d'électricité à long terme et générant des marges bénéficiaires supérieures. Rappelons, à cet effet, que l'ajout des sept centrales hydroélectriques du Fonds a plus que triplé la puissance installée hydroélectrique de Boralex.

Jumelée à des conditions hydrauliques favorables au cours du printemps 2011, l'acquisition du Fonds explique l'essentiel de la hausse des résultats trimestriels de ce secteur, dont les produits ont progressé de près de sept fois pour atteindre 16,0 M\$, tandis que le BAIIA a été multiplié par 10,5 fois pour se chiffrer à 12,6 M\$. Ceci a eu pour effet de faire passer la marge de BAIIA en pourcentage des revenus de 52,2 % au deuxième trimestre de 2010, à 78,8 % au même trimestre en 2011. Notons que la fluctuation des taux de change a eu peu d'impact sur les résultats de ce secteur au deuxième trimestre et depuis le début de l'exercice 2011.

En termes de production, le secteur a livré 213 490 MWh par rapport à 34 301 MWh au même trimestre en 2010, soit une hausse de plus de 500 %. Les centrales acquises du Fonds ont fourni 168 252 MWh, tandis que les centrales existantes de Boralex ont augmenté leur volume de production de 31,9 %, en raison de conditions hydrauliques meilleures qu'au deuxième trimestre de 2010, aussi bien au Canada que dans le nord-est des États-Unis.

Notons également que ces conditions favorables ont aussi occasionné une augmentation significative de la production des centrales acquises du Fonds par rapport à l'année précédente. En incluant les centrales du Fonds, comme il apparaît au tableau précédent, la production totale du secteur au cours du second trimestre de l'exercice 2011 a affiché une hausse de 13,1 % par rapport aux moyennes historiques.

En plus de la contribution de 13,2 M\$ aux produits et de 11,0 M\$ au BAIIA attribuable à l'acquisition du Fonds, l'augmentation du volume de production des centrales existantes, tant au Canada qu'aux États-Unis, a eu une incidence favorable de 0,5 M\$ sur les produits et le BAIIA trimestriels du secteur hydroélectrique. En outre, la variation des prix de vente des centrales existantes a eu une incidence nette favorable de 0,1 M\$.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS

Au cours des six premiers mois de l'exercice 2011, le secteur hydroélectrique de Boralex a cumulé un BAIIA de 21,7 M\$ par rapport à 3,1 M\$ l'année précédente, sur des produits totalisant 28,7 M\$ comparativement à 5,4 M\$ un an plus tôt. Ces progressions représentent des multiples de croissance de 7,0 et 5,3 respectivement. L'ajout des centrales du Fonds explique la presque totalité de cette performance, tandis que l'augmentation du volume de production et des prix de vente des centrales

existantes a apporté une contribution additionnelle 0,3 M\$ aux produits et au BAIIA semestriels. Celles situées aux États-Unis, en particulier, ont bénéficié d'une hausse de 0,6 % de leur prix moyen (en \$US) résultant d'une majoration contractuelle du prix de la centrale de Middle Falls et d'une hausse des prix au marché de l'électricité dans l'État de New York. Au Canada, le renouvellement, pour une période de 20 ans, du contrat de vente d'électricité de la centrale d'East Angus (Québec) à un prix inférieur à l'entente initiale a, notamment, été compensé par l'indexation à la hausse du tarif de la centrale située en Colombie-Britannique.

La production totale du secteur s'est chiffrée à 358 495 MWh par rapport à 74 610 MWh à la même période en 2010, en raison de l'ajout des centrales du Fonds et d'une hausse de 9,2 % du volume de production des centrales existantes. En incluant les centrales du Fonds, comme il apparaît au tableau précédent, la production totale du secteur depuis le début de l'exercice 2011 affiche une hausse de 3,5 % par rapport aux moyennes historiques.

ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

En février 2011, Boralex et Hydro-Québec ont renouvelé le contrat de vente d'électricité de la centrale d'East Angus, au Québec, d'une puissance installée de 2 MW, pour une période additionnelle de 20 ans. Rappelons que le contrat précédent de cette centrale avait été conclu en 1991 dans le cadre du programme d'appel de propositions restreint (« APR ») d'Hydro-Québec et arrivait à échéance à la fin de 2010. Il s'agit du premier contrat à long terme de Boralex renégocié et renouvelé avec Hydro-Québec.

PERSPECTIVES

Avec l'acquisition du Fonds, la puissance installée du secteur hydroélectrique est passée de 39,5 MW (dont 27 MW sont actuellement en production) à 136 MW, alors que la portion de la puissance installée bénéficiant de contrats de vente d'électricité à long terme est passée de 48 % (représentant 19 MW) à 85 % (115,5 MW). Comme on l'a vu dans les résultats des six premiers mois de 2011, cette transformation du portefeuille hydroélectrique de Boralex a un effet considérable sur les résultats de ce secteur. En effet, Boralex a entrepris l'exercice 2011 avec une base hydroélectrique non seulement beaucoup plus large, mais génératrice de marges bénéficiaires accrues ainsi que de flux de trésorerie plus stables et prévisibles. Ce nouveau profil atténuera l'impact sur les résultats de ce secteur des facteurs d'ordre conjoncturel, en particulier, les fluctuations des prix de vente sur le marché libre des États-Unis qui suivent en grande partie celles du prix du gaz naturel.

Par ailleurs, compte tenu de la qualité des actifs et du programme d'entretien en cours dans l'ensemble des centrales composant aujourd'hui le secteur hydroélectrique de Boralex, rien ne laisse entrevoir qu'elles ne pourront pas maintenir leur production selon leur moyenne historique. De plus, les centrales du Québec continueront de bénéficier de l'indexation contractuelle des contrats de vente d'énergie et de primes de puissance.

Dans une perspective à moyen et long terme, Boralex se tient à l'affût des occasions de faire croître son secteur hydroélectrique, notamment au Québec et en Colombie-Britannique.

CENTRALES THERMIQUES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$ canadiens)	Période de trois mois		Période de six mois	
	Produits de la vente d'énergie	BAIIA	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
AU 30 JUIN 2010	22,9	4,4	53,1	14,5
Impact des activités consolidées du Fonds	2,6	(1,7)	12,2	2,1
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>				
Arrêt Ashland	(5,8)	(2,1)	(5,8)	(2,1)
Prix	(0,1)	(0,1)	1,8	1,8
Volume	(3,1)	(0,4)	(5,3)	(1,2)
RECs	(3,1)	(3,0)	(6,3)	(6,3)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(1,0)	(0,2)	(2,6)	(0,7)
Primes de puissance	0,1	0,1	(0,2)	(0,2)
Coût des matières premières	-	-	-	(1,4)
Entretien	-	0,6	-	0,8
Autres	-	0,2	-	0,8
AU 30 JUIN 2011	12,5	(2,2)	46,9	8,1

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS

Le secteur des résidus de bois de Boralex a continué de faire face à un contexte d'affaires difficile aux États-Unis, marqué par la faiblesse actuelle des prix de vente de l'électricité et des RECs sur le marché libre et par l'arrêt de la centrale d'Ashland en raison de son insuccès à obtenir un contrat de vente après l'échéance de ses swaps financiers de prix d'électricité en février 2011. Rappelons également que le deuxième trimestre est généralement le plus faible de l'année pour les centrales thermiques américaines de Boralex, qui en profitent pour effectuer leurs travaux d'entretien périodiques du printemps. Ainsi, tel qu'il avait été annoncé par la direction, les centrales de Chateaugay, Livermore Falls et Stratton ont connu des périodes d'arrêt planifié prolongé au cours du deuxième trimestre. Au Canada, en plus du fait que la centrale de Dolbeau a été inopérante pendant toute la période, celle de Senneterre a vu ses résultats affectés par certaines avaries techniques et par un arrêt planifié prolongé plus long que l'an dernier.

Par conséquent, le secteur des résidus de bois a produit 178 033 MWh d'électricité au deuxième trimestre de 2011, par rapport à 265 470 MWh au même trimestre en 2010. Excluant la contribution de la centrale nouvellement acquise de Senneterre, le volume de production des centrales existantes de Boralex, toutes situées aux États-Unis, a accusé un repli de 49,1 %. Près de la moitié de cette baisse est attribuable à l'arrêt de la centrale d'Ashland, que la direction ne prévoit pas redémarrer à court terme étant donné les conditions actuelles du marché. De plus, les centrales de Stratton et de Livermore Falls (Maine) ainsi que de Chateaugay (New York), ont volontairement réduit leur production en raison de la faiblesse des prix de vente et pour effectuer des travaux d'entretien planifiés.

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2011, le secteur a ainsi réalisé des produits de 12,5 M\$ comparativement à 22,9 M\$ l'année précédente, en baisse de 10,4 M\$ ou de 45,4 %. Excluant la contribution de 2,6 M\$ de la centrale de Senneterre, les produits des centrales existantes ont diminué de 13,0 M\$ ou de 56,8 %, en raison des principaux faits suivants :

- le manque à gagner de 5,8 M\$ occasionné par l'arrêt des activités d'Ashland ;
- un effet de volume de production défavorable de 3,1 M\$ attribuable au ralentissement volontaire de la cadence de trois autres centrales ;
- une diminution de 3,1 M\$ des ventes de RECs. Il est à noter que cette baisse au deuxième trimestre est surtout due à une diminution du volume de RECs vendus. La direction prévoit une tendance favorable dans ce marché pour la fin 2011 et 2012, ce pourquoi elle a décidé de reporter la vente des RECs dont elle dispose présentement ; et
- une incidence de 1,0 M\$ attribuable à la dévaluation du dollar américain par rapport à la devise canadienne.

Notons que les prix de vente moyen de l'électricité vendue par les centrales américaines a augmenté de 8 % par rapport au même trimestre en 2010, bien que l'effet net des prix sur les produits ait été légèrement défavorable, soit de 0,1 M\$, en raison de la baisse du volume de production.

Le secteur a enregistré une perte d'exploitation, soit un BAIIA négatif de 2,2 M\$ par rapport à un bénéfice d'exploitation de 4,4 M\$ au même trimestre en 2010. Cette variation défavorable de 6,6 M\$ est attribuable aux éléments suivants :

- l'incidence négative de 3,0 M\$ sur le BAIIA du recul des ventes de RECs ;
- une incidence négative de 2,1 M\$ liée à l'arrêt de la centrale d'Ashland ;

- une perte d'exploitation de 1,7 M\$ attribuable aux centrales québécoises puisque la centrale de Dolbeau a été inopérante pendant cette période et que celle de Senneterre a eu des temps d'arrêts prolongés ;
- une incidence défavorable combinée de 0,5 M\$ attribuable aux effets de volume de production et de prix ; et
- une incidence défavorable de 0,2 M\$ due à la fluctuation des devises canadienne et américaine.

À l'inverse, le secteur a bénéficié de certains éléments favorables totalisant 0,9 M\$, principalement une baisse des frais d'entretien et de certaines autres dépenses dont le coût des produits chimiques.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS

Pendant les six premiers mois de l'exercice 2011, le secteur des résidus de bois a produit 550 453 MWh d'électricité par rapport à 585 577 MWh à la même période en 2010. Excluant les centrales de Dolbeau et Senneterre, les centrales existantes de Boralex ont vu leur volume de production diminuer de 29,1 % pour les mêmes raisons énoncées à la rubrique précédente.

Le secteur a réalisé des produits de 46,9 M\$ comparativement à 53,1 M\$ l'année précédente, cette variation reflétant l'apport de 12,2 M\$ des deux centrales acquises du Fonds, net d'une baisse de 18,4 M\$ ou de 34,7 % des produits des centrales existantes de Boralex. Le secteur a enregistré un BAIIA semestriel de 8,1 M\$ par rapport à 14,5 M\$, l'apport de 2,1 M\$ des centrales nouvellement acquises ayant en partie compensé pour la baisse de 8,5 M\$ ou de 58,6 % du BAIIA des centrales américaines. Tels qu'ils ont été énumérés précédemment, les principaux facteurs ayant affecté les résultats des centrales existantes sont les suivants :

- la baisse du volume de ventes de RECs (incidence défavorable de 6,3 M\$ sur les produits et le BAIIA) ;
- l'arrêt de la centrale d'Ashland (incidence défavorable de 5,8 M\$ sur les produits et de 2,1 M\$ sur le BAIIA) ;
- la baisse de production des autres centrales américaines (incidence défavorable de 5,3 M\$ sur les produits et de 1,2 M\$ sur le BAIIA) ;
- l'augmentation du coût de la matière première (incidence défavorable de 1,4 M\$ sur le BAIIA), due en partie à la hausse du prix du carburant, mais surtout, au fait que les centrales américaines n'ont pas bénéficié cette année des mêmes avantages que leur avait procurés, au premier trimestre de 2010, le BCAP qui fut en vigueur entre décembre 2009 et avril 2010 ; et
- la dévaluation du dollar américain face au dollar canadien (incidence défavorable de 2,6 M\$ sur les produits et de 0,7 M\$ sur le BAIIA).

Par contre, ces facteurs ont été en partie compensés par une incidence favorable de 1,8 M\$ sur les produits et le BAIIA attribuable à une augmentation de 8,7 % du prix de vente moyen obtenu (en \$US) par les centrales américaines de Boralex, en raison principalement de la hausse du cours de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis. Notons cependant qu'il est difficile à ce stade-ci de prévoir la tendance à moyen terme des prix de l'électricité suite à la volatilité des cours du gaz naturel sur lesquels les prix de l'électricité sont corrélés. En outre, le BAIIA semestriel du secteur a bénéficié d'autres éléments favorables totalisant 1,6 M\$, incluant une réduction de 0,8 M\$ des frais d'entretien attribuable en partie au niveau inférieur du volume de production et en partie au développement croissant de l'expertise interne de Boralex en matière de maintenance.

ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

Afin de palier la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie forestière du Québec depuis 2006, ce qui compromet la stabilité des approvisionnements en résidus forestiers des centrales québécoises acquises du Fonds, la centrale de Senneterre a complété récemment un programme d'investissement de 6,7 M\$ pour se doter d'un système lui permettant de récupérer, nettoyer et optimiser la valeur calorifique des écorces de vieilles piles en minimisant les dommages à ses équipements. La centrale a ainsi sécurisé assez de matières premières pour s'assurer d'une exploitation stable en 2011, tout en réduisant certains coûts. Les retombées positives de cet investissement se feront sentir au cours des prochaines années.

Aux États-Unis, les efforts actuels de réduction du déficit américain rendent de plus en plus incertaines l'application et les retombées éventuelles, pour Boralex, des nouvelles règles d'attribution du BCAP émises en octobre 2010 par le *United States Department of Agriculture*. Rappelons que le BCAP avait été introduit en décembre 2009 et suspendu en avril 2010.

PERSPECTIVES

L'ajout des deux centrales canadiennes du Fonds alimentées en résidus de bois, d'une puissance installée de 63 MW, aux six centrales américaines de Boralex, d'une puissance installée de 204 MW, a eu pour principaux avantages de faire passer la proportion contractée de la puissance installée de ce secteur de 18 % à 37 % et d'atténuer l'impact de la fluctuation des devises sur ses résultats. Cependant, l'effet à long terme de cet ajout est difficile à évaluer compte tenu, notamment, de l'incertitude entourant la centrale de Dolbeau.

Centrales aux États-Unis – La direction de Boralex est prudente quant aux perspectives à court terme des centrales américaines, car bien qu'on observe un certain raffermissement des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis depuis quelques mois, la fragilité persistante de l'économie américaine demeure une source de préoccupation. En outre, le prix du gaz naturel demeure faible par rapport au cours affiché lors des récentes années, exerçant toujours une

pression à la baisse sur celui de l'électricité qui y est étroitement corrélé. Enfin, la valeur élevée du dollar canadien par rapport au dollar américain, si elle se maintient, continuera d'avoir un effet défavorable sur les résultats de ce secteur. Conformément à sa stratégie, Boralex continuera d'ajuster le volume de production de ses centrales alimentées aux résidus de bois en fonction des conditions du marché, ce qui lui confère une certaine flexibilité quant à la gestion de ses coûts.

En ce qui a trait au marché des RECs, la direction de Boralex s'attend à une amélioration des prix au cours des prochains trimestres. Pour cette raison, en date du présent rapport, Boralex détient très peu d'engagements de ventes fermes pour des livraisons de RECs devant être effectuées d'ici le 31 décembre 2012, la Société préférant reporter les ventes à une date ultérieure, dans l'attente d'un raffermissement prévu des prix de vente. La direction de Boralex continue de croire que le marché des RECs présentera, au cours des prochaines années, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois puisque la législation prévoit une augmentation annuelle de la demande et que l'offre ne semble pas suivre le même rythme.

De façon générale, dans la foulée des derniers exercices, le secteur des résidus de bois de Boralex aux États-Unis poursuivra ses efforts pour constamment optimiser la performance de ses centrales, réduire ses risques d'affaires, diminuer ses coûts, développer des sources de revenus récurrents, stabiliser son approvisionnement en résidus et se positionner de façon proactive pour tirer avantage de la législation américaine en matière de production d'énergie renouvelable.

Centrales au Canada — Boralex s'attend au maintien, voire à une amélioration de la performance de la centrale de Senneterre grâce, notamment, aux investissements effectués pour sécuriser son approvisionnement en matières premières. Par ailleurs, la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie forestière du Québec continue d'affecter la production d'électricité de la centrale de Dolbeau qui de plus, ne vend plus de vapeur et la direction est actuellement à la recherche d'alternatives pour cette centrale.

CENTRALES THERMIQUES DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA :

(en M\$ canadiens)	Période de trois mois		Période de six mois	
	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
AU 30 JUIN 2010	2,3	(0,1)	8,6	1,9
Impact des activités consolidées du Fonds	7,3	3,2	17,6	9,3
<i>Données relatives aux autres activités de Boralex :</i>				
Prix	0,5	0,5	1,1	1,1
Volume	(0,1)	0,1	(0,2)	0,1
Quotas CO ₂	-	-	-	(0,2)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	0,1		(0,3)	(0,1)
Coût du gaz naturel	-	0,1	-	(0,3)
Autres	-	(0,2)	-	(0,6)
AU 30 JUIN 2011	10,1	3,6	26,8	11,2

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS

L'ajout de la centrale de cogénération de Kingsey Falls (Québec), acquise du Fonds, a eu un effet important sur les résultats de ce secteur pendant les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2011.

Au cours du deuxième trimestre, la production d'électricité a été de 45 336 MWh, par rapport à 77 MWh au même trimestre en 2010, grâce à l'ajout de la centrale de Kingsey Falls. En effet, rappelons que depuis 2005, en raison des conditions du marché, la centrale de Blendecques (France) ne produit de l'électricité qu'entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Pendant cette période, elle continue cependant de desservir son client industriel en vapeur à l'aide d'une chaudière auxiliaire.

Les produits du secteur se sont établis à 10,1 M\$ comparativement à 2,3 M\$ au même trimestre de l'année précédente, en raison de l'apport de 7,3 M\$ de la centrale canadienne jumelé à une augmentation de 0,5 M\$ des produits de la centrale française. Outre une incidence favorable de 0,1 M\$ due à l'appréciation de l'euro face au dollar canadien, cette augmentation résulte de la hausse du prix de vente de la vapeur, qui a largement compensé pour une légère diminution du volume de vente de vapeur.

Le BAIIA trimestriel s'est chiffré à 3,6 M\$, affichant une amélioration de 3,7 M\$ comparativement au même trimestre en 2010. Celle-ci est en majeure partie attribuable à la contribution de 3,2 M\$ apportée par la centrale de Kingsey Falls, ainsi qu'à une amélioration de 0,5 M\$ de la rentabilité de celle de Blendecques, à la faveur de la hausse du prix de la vapeur, d'une consommation moindre de gaz naturel due à la baisse du volume de production, et d'une légère baisse du coût du gaz naturel. Ces éléments favorables ont plus que compensé pour l'augmentation de certaines dépenses, liées en partie à l'entretien et la modernisation des équipements.

Pour sa part, malgré une production stable, la centrale de Kingsey Falls a affiché une augmentation de ses produits et une amélioration de sa marge bénéficiaire grâce à l'augmentation du prix de la vapeur par rapport à l'an dernier résultat d'une hausse des cours du pétrole sur lequel est indexé le prix de la vapeur. Par ailleurs, la Société a mise en place en 2010 deux instruments financiers (« swaps ») pour stabiliser davantage les résultats au cours des 18 prochains mois. À cet effet, l'un permet de fixer le prix du gaz naturel à partir de novembre 2011, jusqu'à la fin de l'exercice 2012 et l'autre pour fixer le prix de la vapeur pour 50 % des livraisons prévues.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS

Depuis le début de l'exercice 2011, la production d'électricité de ce secteur a plus que quintuplé pour totaliser 127 627 MWh par rapport à 22 507 MWh à la même période en 2010. Cette augmentation est attribuable à l'ajout de la centrale de Kingsey Falls, puisque la production d'électricité de celle de Blendecques a légèrement diminué. Quant à la production de vapeur, elle a augmenté de 152,4 % pour totaliser 343 634 milliers de livres grâce à l'ajout de la centrale canadienne.

Les produits sectoriels du semestre ont atteint 26,8 M\$ et le BAIIA, 11,2 M\$, affichant des hausses respectives de 211,6 % et 526,3 %. La marge de BAIIA en pourcentage des produits s'est ainsi établie à 41,8 % au premier semestre de 2011, comparativement à 22,1 % à la même période en 2010. La nouvelle centrale a apporté une contribution de 17,6 M\$ et de 9,3 M\$ aux produits et au BAIIA du secteur pendant les six premiers mois de l'exercice 2011. La centrale de Blendecques a, pour sa part, accru ses produits de 7,0 %, tandis que son BAIIA est demeuré stable. Elle a notamment bénéficié de hausses de l'ordre de 17 % et 14 % de ses prix de vente de vapeur et d'électricité, qui sont tous deux indexés au prix du gaz naturel en France. Ceci a représenté un avantage de 1,1 M\$ par rapport à l'année précédente, tant au niveau des produits que du BAIIA. Cet avantage a plus que compensé pour la légère diminution de la production et pour l'incidence défavorable de la fluctuation des devises pour l'ensemble de la période, de même que pour l'incidence défavorable sur le BAIIA de la hausse du coût du gaz naturel, du fait que la centrale n'ait vendu aucun quotas excédentaires de CO₂ et de certains autres éléments défavorables.

Notons que la centrale de Kingsey Falls a affiché une augmentation de tous ses indicateurs de performances au cours des six premiers mois de 2011 par rapport à la même période en 2010.

PERSPECTIVES

Comme il apparaît clairement dans les résultats des périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2011, le regroupement de la centrale canadienne de 31 MW alimentée en gaz naturel avec la centrale française de 14 MW de Boralex favorise une croissance significative des revenus et des marges bénéficiaires de ce secteur depuis l'acquisition du Fonds. Rappelons cependant que le contrat de la centrale de Kingsey Falls se termine en novembre 2012 et que celui pour la centrale française se termine à la fin de 2013.

Centrale en France – Depuis 2005, en raison des conditions du marché, cette centrale a exploité son équipement de cogénération pendant les cinq mois de la période d'hiver seulement, soit du 1^{er} novembre au 31 mars. Ce sera également le cas en 2011. La centrale au gaz naturel de Blendecques constitue néanmoins une source stable de profits et de flux monétaires pour Boralex étant donné, entre autres que les fluctuations de ses prix de vente sont généralement contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première. En ce qui concerne la vente de quotas de CO₂, la direction s'attend à ce que le gouvernement français modifie prochainement les règles régissant les volumes permis d'émissions de CO₂ par les entreprises. Dans l'attente de ces changements, la centrale française préfère conserver ses quotas excédentaires.

Centrale au Canada – Le contrat de vente d'électricité de cette centrale avec Hydro-Québec arrivera à échéance en novembre 2012. Il est actuellement difficile pour la direction de juger de la probabilité de renouvellement de ce contrat et des conditions qui pourraient être offertes. En temps et lieu, la direction évaluera les scénarios qui s'offriront à cette centrale selon les besoins manifestés par Hydro-Québec. Le contrat de vente de vapeur de la centrale de Kingsey Falls arrivera également à échéance en 2012 et devra être renégocié le cas échéant. Lors de sa signature, le client avait choisi une méthode d'indexation partielle basée sur le cours de certains produits pétroliers. En raison de la volatilité importante du cours du pétrole au cours des dernières années, le prix de la vapeur a subi des variations significatives. Récemment, Boralex a contracté un swap financier afin de fixer en partie le prix de la vapeur vendue pour les deux prochaines années.

Cette même centrale avait conclu en 1995 une entente d'approvisionnement à long terme couvrant environ 90 % de ses besoins en gaz naturel, alors que les prix du gaz naturel étaient plus bas qu'aujourd'hui, ce qui lui a permis de générer des flux de trésorerie importants. Ce contrat vient à échéance en 2012, bien que son prix fixe sera en vigueur jusqu'en novembre 2011. En juillet 2010, la centrale a conclu une entente d'approvisionnement pour couvrir la période de novembre 2011 à novembre 2012 afin de fixer le prix de ses achats de gaz naturel.

ANALYSE DES PRINCIPAUX FLUX DE TRÉSORERIE DE LA PÉRIODE DE SIX MOIS TERMINÉE LE 30 JUIN 2011**ACTIVITÉS D'EXPLOITATION**

Depuis le début de l'exercice 2011, la marge brute d'autofinancement de Boralex a totalisé 33,0 M\$ ou 0,87 \$ par action, par rapport à 19,9 M\$ ou 0,53 \$ par action à la période correspondante de l'exercice 2010. Faisant abstraction des ajustements des deux périodes comparatives incluant, principalement, les gains sur vente d'actifs, la perte de change non réalisée sur avances intercompagnies, de même que les frais d'amortissement des deux périodes comparatives, cette hausse s'explique principalement par l'accroissement du BAIIA ajusté provenant de l'ajout des centrales du Fonds et de l'expansion du secteur éolien, diminué des distributions reçues du Fonds en 2010, ce qui a plus que compensé pour la hausse des paiements des frais de financement et des impôts.

La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a généré des liquidités additionnelles de 23,0 M\$ (2,1 M\$ en 2010), résultant en bonne partie de la disposition des actions d'ABI au cours du premier trimestre de 2011. De plus, les comptes débiteurs ont diminué de 21,7 M\$, ce qui fut toutefois compensé principalement par une diminution de 24,2 M\$ des comptes créditeurs. La diminution des comptes débiteurs s'explique en majeure partie par le ralentissement des activités du secteur des résidus de bois, le cycle saisonnier, la réception de 2,1 M\$ relié à la disposition du projet de développement éolien Merlin-Buxton et la réception de la TVA qui était à recevoir au 31 décembre 2010 sur les contrats d'achats d'éoliennes pour les parcs construits en 2010. Quant à la diminution des comptes créditeurs, elle s'explique principalement par le paiement, au cours du premier trimestre de 2011, des fournisseurs qui ont construit les parcs éoliens français en 2010.

Ainsi, les activités d'exploitation ont généré une entrée de fonds totale de 56,0 M\$ depuis le début de l'exercice 2011, soit plus du double des fonds de 22,0 M\$ générés par les activités d'exploitation de la même période l'année précédente.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Depuis le début de l'exercice 2011, les activités d'investissement ont requis des fonds totaux de 9,5 M\$, nets des entrées de fonds suivantes :

- une tranche de 14,6 M\$ provenant de l'encaisse affectée principalement au développement de Thames River II, au Canada ;
et
- un montant de 2,1 M\$ représentant l'encaissement mentionné précédemment d'une partie du produit de la disposition du projet Merlin-Buxton.

Quant aux investissements de la première moitié de l'exercice 2011, ils se détaillent ainsi :

- un montant de 23,4 M\$ alloué à l'acquisition de nouvelles immobilisations, principalement pour la finalisation des projets éoliens en France et de la mise en service de la phase II de Thames River (Ontario) en janvier 2011, la construction et la mise en service du premier site solaire de la Société en France, la mise en place du nouveau système de manutention et de traitement de résidus de bois provenant de vieilles piles à la centrale thermique de Senneterre, au Québec, et des investissements divers dédiés à l'amélioration des équipements existants ;
- l'accroissement de 2,2 M\$ de l'investissement de Boralex dans la coentreprise Parc éolien Seigneurie de Beupré 2 et 3 ;
- un montant de 0,2 M\$ investi dans les fonds de réserve ; et
- un montant total net de 0,6 M\$ alloué aux projets de développement de Boralex, essentiellement pour les sites éoliens du site de la Seigneurie de Beupré, au Québec.

ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Pour les six premiers mois de l'exercice 2011, les activités de financement ont utilisé des liquidités nettes de 0,1 M\$. La Société a remboursé un montant total de 33,3 M\$ de sa dette à long terme et de ses emprunts et avances bancaire. À l'inverse, elle a accru sa dette à long terme d'un montant additionnel de 33,3 M\$, dont 11,4 M\$ (8,2 M€) ont été tirés sur le financement de 15,6 M€ mis en place en 2010 dans le cadre de son projet solaire en France et 10,8 M\$ (8,0 M€) sur la tranche TVA du financement cadre des projets éoliens en France. Le 31 mars 2011, la Société a conclu une convention de crédit de 11,0 M\$ relativement à la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls, acquise en 2009 en Colombie-Britannique (Canada). Le produit de ce financement d'une durée de 13 ans, garanti par la totalité des actifs d'Ocean Falls et sans recours à Boralex, a été reçu au cours du deuxième trimestre. Le 1^{er} avril 2011, la Société a remboursé le solde du prêt initial de 9,0 M\$ tel que prévu selon les modalités de l'entente.

Rappelons que le 31 décembre 2010, le financement cadre de 265 M€ mis en place en 2007 avec BNP Paribas afin de financer des projets éoliens en France est arrivé à terme. La Société a décidé de ne pas renouveler ce véhicule afin d'explorer d'autres options de financement. En date du 30 juin 2011, un montant de 192,8 M\$ (137,7 M€) était dû par la Société en regard de ce financement cadre, payable d'ici 2022.

VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

Depuis le début de l'exercice 2011, la fluctuation du dollar canadien face à l'euro et au dollar américain a diminué de 0,3 M\$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. Par conséquent, l'ensemble des mouvements de trésorerie de la période de six mois close le 30 juin 2011 a généré des liquidités totales nettes de 46,1 M\$. Celles-ci se chiffraient ainsi à 138,7 M\$ au 30 juin 2011, par rapport à 92,7 M\$ au 31 décembre 2010.

En résumé,	<p>les mouvements de fonds des six premiers mois de l'exercice 2011 reflètent, principalement :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'accroissement de la capacité d'autofinancement de la Société résultant de l'acquisition du Fonds et de l'expansion du secteur éolien ; - la gestion responsable de sa dette et de sa structure de capital ; - la poursuite de ses projets de développement, incluant sa diversification dans le domaine de l'énergie solaire ; et - ses efforts constants d'optimisation de sa base opérationnelle.
-------------------	---

SITUATION FINANCIÈRE AU 30 JUIN 2011

ACTIF

En date du 30 juin 2011, l'actif total de Boralex se chiffrait à 1 227,5 M\$ comparativement à 1 246,0 M\$ au 31 décembre 2010, soit une baisse de 18,5 M\$ ou de 1,5 %.

L'actif à court terme a diminué de 12,3 M\$ ou de 6,0 % pour se chiffrer à 192,9 M\$ en date du 30 juin 2011. Ceci s'explique principalement par la réduction de 21,7 M\$ des comptes débiteurs due principalement à la réception de la TVA qui était à recevoir au 31 décembre 2010, de même que par la réduction de 20,4 M\$ de l'actif financier disponible pour la vente, plus précisément les actions d'ABI dont la Société s'est départie au premier trimestre. Ces deux éléments ont été en partie compensés par une augmentation de 31,4 M\$ du total de la trésorerie et équivalents de trésorerie et de l'encaisse affectée.

Pour sa part, l'actif à long terme est demeuré stable par rapport au 31 décembre 2010, s'établissant à 1 034,6 M\$ au 30 juin 2011 puisque les acquisitions de nouvelles immobilisations ont compensées partiellement la dépense d'amortissement des immobilisations corporelles.

FONDS DE ROULEMENT

Au 30 juin 2011, le fonds de roulement de Boralex se chiffrait à 131,1 M\$ pour un coefficient de 3,12:1, comparativement à 108,0 M\$ et un coefficient de 2,11:1 au 31 décembre 2010. Cette augmentation s'explique par la diminution des comptes créditeurs et charges à payer qui, au 31 décembre 2010, contenaient notamment des sommes dues à des fournisseurs dans le cadre des projets de construction du secteur éolien et la diminution de la partie court terme de la dette à long terme qui s'explique par la renégociation du prêt pour la centrale d'Ocean Falls qui venait à échéance le 1^{er} avril 2011.

DETTE TOTALE ET CAPITAUX PROPRES

Au 30 juin 2011, la dette totale de la Société, incluant la dette à long terme et sa portion à court terme, les emprunts et avances bancaires, ainsi que la composante « dette » des débentures convertibles, se chiffrait à 743,3 M\$ par rapport à 734,6 M\$ au 31 décembre 2010. La dette à long terme (incluant sa partie à court terme) a notamment augmenté d'un montant net de 7,8 M\$ dû aux tirages effectués sur les facilités de crédit européennes pour financer les divers projets éoliens menés en France, particulièrement le parc solaire, le tout, net des remboursements de dettes de la période. Notons également que l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2010 et le 30 juin 2011 a eu pour effet d'augmenter d'environ 11,0 M\$ le montant de la dette à long terme de Boralex en Europe. Soulignons, à cet égard, qu'au 30 juin 2011, 42 % de la dette à long terme de Boralex était en Europe (40 % au 31 décembre 2010). D'ailleurs, des remboursements majeurs de l'ordre de 5,0 M€ ont été effectués en juillet 2011 au niveau de la dette à long terme en Europe. La trésorerie et équivalents de trésorerie étaient amplement suffisants pour couvrir ces obligations.

Cependant, en déduisant, de la dette totale, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que l'encaisse affectée, l'endettement total net s'établissait à 603,3 M\$ au 30 juin 2011 comparativement à 626,0 M\$ au 31 décembre 2010. Par ailleurs, les capitaux propres totaux ont diminué de 4,2 M\$ entre les 31 décembre 2010 et le 30 juin 2011, passant de 367,7 M\$ à 363,5 M\$. Cette baisse s'explique principalement par la variation défavorable du *Cumul des autres éléments du résultat étendu* (« AÉRÉ ») attribuable à la variation de la valeur des instruments de couverture (« hedging ») compensé partiellement par le bénéfice net de la période de six mois close le 30 juin 2011.

Ainsi, le coefficient d'endettement total net, excluant les débentures convertibles, par rapport à la capitalisation aux livres incluant les débentures convertibles, soit la somme de l'endettement total net et des capitaux propres, est passé de 41 % au 31 décembre 2010 à 40 % au 30 juin 2011.

Compte tenu du cours boursier du titre de Boralex, qui était de 7,93 \$ au 30 juin 2011, le ratio de la dette totale nette, excluant les débetures convertibles, sur la valeur d'entreprise se situait à 42 % à cette date, comparativement à 43 % au 31 décembre 2010 alors que la valeur de l'action était de 8,11 \$.

PERSPECTIVES

Outre l'addition des centrales nouvellement acquises, la direction prévoit que l'expansion récente du secteur éolien continuera d'atténuer l'impact, sur les résultats d'exploitation de l'exercice 2011, du contexte d'affaires difficile pour le secteur des résidus de bois. Les perspectives des différents secteurs d'exploitation de Boralex pour l'exercice 2011 sont décrites en détail à la rubrique *Analyse des performances sectorielles* de ce rapport de gestion. Le texte qui suit présente un résumé des perspectives sectorielles, ainsi que celles de l'ensemble de la Société.

SECTEUR ÉOLIEN

La puissance installée et opérationnelle de ce secteur s'est accrue de 133 % depuis le début de décembre 2009, passant de 108 MW à 251 MW. De ces ajouts, environ 100 MW ont été mis en service à compter d'août 2010. La pleine contribution de ces actifs aura un effet bénéfique important sur la performance de Boralex pour l'ensemble de l'exercice 2011. Rappelons, en outre, que tous les nouveaux sites éoliens, à l'instar des sites déjà en opération, bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme à un prix de vente moyen supérieur au prix moyen actuel de Boralex.

Dans une perspective à moyen terme, Boralex œuvre au Québec avec des partenaires au développement de projets totalisant 391 MW, tous assortis de contrats de vente à long terme, qui devraient entrer en opération entre décembre 2013 et 2015. En Europe, le partenariat conclu avec Cube en décembre 2009 agira, au cours des deux prochains exercices, comme levier d'expansion du secteur éolien de Boralex en France et dans certains autres pays d'Europe, dont l'Italie, ainsi que de son développement dans d'autres domaines d'énergie renouvelable, principalement l'énergie solaire.

SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE

Les résultats de la première moitié de l'exercice 2011 donnent une mesure de l'effet bénéfique important qu'aura l'intégration des sept centrales du Fonds sur l'ensemble de l'exercice 2011. Ces actifs de haute qualité, qui ont plus que triplé la taille du secteur hydroélectrique de Boralex, sont tous dotés de contrats de vente à long terme et possèdent une solide fiche de route en termes de rentabilité et de génération de flux monétaires. D'ailleurs, les marges de BAIIA de ces centrales s'apparentent à celles du secteur éolien. Leur contribution aura un effet stabilisateur sur la performance du secteur hydroélectrique, dont la proportion contractée de sa puissance installée vient de passer de 48 % à 85 %, et dont les résultats seront moins exposés à la fluctuation des devises canadienne et américaine. Capitalisant sur son expertise de 20 années dans ce domaine, Boralex vise à faire croître son secteur hydroélectrique à moyen terme, notamment en Colombie-Britannique et au Québec.

La direction de Boralex poursuit les études concernant les projets d'expansion à la centrale de Buckingham. À tout événement, la direction prévoit que des investissements de 14 M\$ seront nécessaires pour que la centrale se conforme à la Loi sur la sécurité des barrages.

SECTEUR THERMIQUE AUX RÉSIDUS DE BOIS

L'inclusion des deux centrales du Fonds a eu pour effet de faire passer la proportion contractée de la puissance installée de ce secteur de 18 % à 37 %. Cependant, la direction demeure prudente quant à ses perspectives à court et moyen terme compte tenu de l'environnement d'affaires difficile pour ce mode de production en raison, notamment, de la volatilité des prix de vente d'électricité et des RECs dans le nord-est des États-Unis, ainsi que des difficultés de l'industrie forestière au Québec qui affectent les centrales acquises du Fonds, en particulier celle de Dolbeau.

Cependant, la direction est davantage confiante quant aux perspectives de ce secteur à plus long terme. Dans le cadre du programme d'optimisation de sa performance complété en 2009, ce secteur a réussi à réduire ses risques, diminuer ses coûts, développer des sources de revenus récurrents, et à stabiliser son approvisionnement. Quant au marché des RECs, malgré la situation économique actuelle, la direction de Boralex s'attend à un raffermissement prochain des prix de vente et elle est d'avis que ce marché présentera, jusqu'en 2020, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois.

En ce qui concerne les centrales canadiennes, la direction est actuellement à la recherche d'alternatives pour la centrale de Dolbeau qui se trouve actuellement dans une situation difficile. La centrale de Senneterre a, pour sa part, fait l'objet d'investissements visant à optimiser ses approvisionnements en matière première, ce qui devrait stabiliser sa performance.

SECTEUR THERMIQUE AU GAZ NATUREL

Tel qu'on a pu l'observer au cours du premier semestre de 2011, le regroupement de la centrale canadienne de 31 MW alimentée en gaz naturel acquise du Fonds de la centrale française de 14 MW de Boralex favorisera la croissance des revenus et des profits de ce secteur à court terme. Cependant, le contrat de vente de la centrale de Kingsey Falls arrivera à échéance à la fin de 2012. Boralex évaluera les scénarios possibles en temps et lieu en fonction des besoins futurs d'Hydro-Québec. Pour les exercices 2011 et 2012, du moins, Boralex pourra bénéficier de la contribution importante et stable de cette unité de production, d'autant plus qu'elle vient de se doter de contrats de couverture de ses prix de vente de la vapeur et d'achat du gaz naturel jusqu'en novembre 2012. En ce qui a trait à la centrale de Boralex en France, quelles que soient les conditions du marché, cette unité de production constitue également une source relativement stable de profits et de flux monétaires pour Boralex, puisque les fluctuations de ses prix de vente sont contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première, comme on l'a constaté au cours des derniers exercices.

SECTEUR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Le 17 juin 2011, Boralex a mis en service son premier parc solaire, sur le même site que son parc éolien d'Avignonet-Lauragais (France). D'une puissance installée de 4,5 MW, les nouvelles infrastructures utilisent la technologie des panneaux photovoltaïques et l'électricité produite est vendue à EDF en vertu d'un contrat de 20 ans. La direction prévoit que ce site produira environ 5 000 MWh d'électricité en moyenne pour les dix premières années.

Boralex croit dans le potentiel de l'énergie solaire, en particulier en Europe, où ce mode de production d'énergie renouvelable bénéficie de tarifs de vente avantageux. Le développement des technologies solaires a pour effet, depuis quelques années, d'abaisser le coût de ces équipements et d'en améliorer le rendement. Boralex entend poursuivre son développement dans le secteur solaire, entre autres, des projets totalisant 40 MW sont actuellement à l'étude en France.

OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT

À la suite de l'acquisition du Fonds, de la mise en service de ses nouveaux actifs éoliens et de celle de son premier site solaire, Boralex regroupe aujourd'hui une puissance installée de plus de 700 MW, dont une part de 73 % assortie de contrats de vente à long terme à prix indexés. Avec plus de 400 MW de projets actuellement en développement avec ses partenaires, l'objectif stratégique de Boralex de réunir 1 000 MW de puissance en opération ou en développement est atteint. Ainsi, Boralex s'est fixée un nouvel objectif de réunir une puissance assortie de contrats ou en exploitation de 1 500 MW d'ici 2015.

Ceci ne tient pas compte des démarches continues de la Société afin de réaliser des acquisitions. En particulier, la faiblesse économique mondiale actuelle fait en sorte que certains développeurs ou opérateurs d'actifs énergétiques mettent en vente une partie de leurs actifs afin de financer d'autres opérations. Boralex entend tabler sur ce genre d'opportunités pour acquérir des actifs énergétiques déjà opérationnels ou des projets se trouvant à diverses phases de développement, détenant déjà des contrats de vente d'électricité à long terme et un financement assorti, tant au Canada qu'en Europe, et particulièrement dans le secteur éolien, fer de lance de son expansion au cours de prochaines années.

En résumé, comme elle l'a toujours fait, Boralex continuera de faire preuve de rigueur et de discipline dans ses projets d'investissement et dans la gestion de ses actifs en vue de maximiser et de sécuriser la génération de profits d'exploitation de ses sites ainsi que sa marge brute d'autofinancement. Ce faisant, elle continuera également d'exploiter à bon escient les opportunités qui se présentent dans ses champs d'expertise, tout en demeurant à l'affût de nouvelles technologies.

RENSEIGNEMENTS SUR LE CAPITAL-ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ

Au 30 juin 2011, le capital-actions de Boralex consistait en 37 778 267 actions de catégorie A émises et en circulation (37 765 139 au 31 décembre 2010) et 2 449 278 débentures convertibles (2 451 244 au 31 décembre 2010). En date du 30 juin 2011, le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 804 845, dont 850 380 pouvant être levées.

Entre le 1^{er} juillet 2011 et le 4 août 2011, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions et 13 100 actions ont été rachetées dans le cours normal des opérations.

INSTRUMENTS FINANCIERS RISQUE DE MARCHÉ

En 2010, pour stabiliser le coût d'approvisionnement en gaz naturel, la Société a conclu un contrat de couverture pour couvrir les besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls du 1^{er} novembre 2011 au 30 novembre 2012. Ce contrat couvre le prix de la molécule du gaz naturel et son transport. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 3,4 M\$ au 30 juin 2011.

En 2010, afin de stabiliser partiellement le prix de vente de la vapeur produite par la centrale de Kingsey Falls, la Société a conclu un contrat de couverture pour fixer, sur 50 % des besoins, l'index de prix de vente de la vapeur vendue à son client. Ce

contrat couvre une période de deux ans, soit du 1^{er} décembre 2010 au 30 novembre 2012. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 1,5 M\$ au 30 juin 2011.

Tous ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

En date du 30 juin 2011, environ 40 % de la dette à long terme émise porte intérêt à taux variable. Si les taux augmentaient de façon importante dans les années futures, cela pourrait affecter les liquidités disponibles pour le développement des projets de la Société. Cependant, puisque la Société utilise des swaps de taux d'intérêt, son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt est réduite à seulement 5 % de la dette totale. Au 30 juin 2011, le solde notionnel de ces swaps était de 384,4 M\$ (131,7 M€ et 200,0 M \$) et leur juste valeur défavorable s'établissait à 13,3 M\$ (4,7 M€ et 6,7 M\$).

Suite à la fin du deuxième trimestre, la Société a conclu deux transactions additionnelles pour un montant de 40,0 M\$, à un taux moyen de 3,98 %. Le taux moyen global des transactions est donc de 4,48 %.

La Société n'a pas l'intention de transiger ces instruments, car elle les a conclus dans l'objectif de réduire son risque lié à la variation des taux d'intérêt. Ainsi, le fait que la juste valeur soit défavorable n'est qu'une indication que les taux d'intérêt à terme ont subi une baisse et ne remet pas en question l'efficacité de l'instrument dans la stratégie de gestion du risque.

RISQUE DE TAUX DE CHANGE

Dans le cours normal de ses affaires, la Société n'est pas exposée de façon importante à la fluctuation des devises puisque ses filiales étrangères sont autonomes. Boralex conserve généralement les liquidités dans le pays où elles ont été générées afin de poursuivre le développement de ces filiales dans leur pays d'origine. Par contre, la Société est exposée au risque de taux de change sur certaines opérations conclues en devises étrangères.

En particulier, une part de ses matières premières consommées dans ses centrales américaines alimentées en résidus de bois est libellée en dollars canadiens. À cet égard, la Société a conclu, au cours de l'exercice 2009, des contrats de vente à terme pour couvrir une partie des achats en dollars canadiens de sa centrale américaine de Fort Fairfield, et ce, jusqu'au 17 février 2011. Ces contrats sont venus à échéance durant le dernier trimestre et la compagnie évalue actuellement la pertinence de renouveler de tels contrats de change.

Dans le cadre des parcs 2 & 3 de la Seigneurie de Beaupré pour lesquels le fournisseur de turbines est européen, la Société a conclu un contrat à terme qui lui permet de fixer un déboursé de 4,0 M€, prévu en 2011 pour l'achat de turbines, à environ 1,3848 dollar canadien par euro acheté. La comptabilité de couverture a été appliquée par la Société à ce contrat de change, de sorte que les gains et pertes découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de cet élément de couverture sont présentés dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* jusqu'à la date d'achat des immobilisations sous-jacentes. Le coût d'acquisition de ces dernières sera alors ajusté de ce montant.

Considérant que la Société n'est pas exposée de façon significative au risque de change dans ses activités d'exploitation régulière, sa gestion du risque de change est plutôt axée sur la protection des rendements de ses projets en développement. Lorsque des engagements fermes sont exécutés dans le cadre d'un projet et qu'ils nécessitent des déboursés futurs en devise étrangère, la Société se procure des instruments de couverture afin de réduire le risque de fluctuation de cette devise.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Avant l'acquisition du Fonds en date du 15 septembre 2010, la Société, par le biais d'une de ses filiales à part entière, était liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2010, ces ententes de gestion et d'administration ont généré 3,3 M\$, tandis que la part des résultats du Fonds a représenté une perte de 1,2 M\$. Finalement, au cours de la même période en 2010, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 3,1 M\$.

Jusqu'au 28 février 2011, une centrale de Boralex située en France vendait de la vapeur à une division française de Cascades, une société ayant une influence notable sur Boralex détenant 35 % de son capital-actions. Au cours du premier semestre de l'exercice 2011, les produits provenant de cette division de Cascades s'étaient élevés à 1,8 M\$ (4,9 M\$ en 2010). Le 1^{er} mars 2011, cette division de Cascades a été vendue à une tierce partie non apparentée à Boralex à laquelle la centrale de Boralex continue de desservir en vapeur.

La Société a également une entente de gestion avec une entité contrôlée par Bernard Lemaire, un de ses administrateurs et dirigeants, et sa famille. Pour le premier semestre de 2011, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,3 M\$ (0,3 M\$ en 2010).

La centrale au gaz naturel située à Kingsey Falls a un contrat de vente de vapeur avec Cascades. Pour le premier semestre de l'exercice 2011, les produits provenant de Cascades se sont élevés à 9,5 M\$.

ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Les engagements et éventualités sont discutés dans le rapport de gestion annuel de Boralex pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

En juin 2011, la Coentreprise, détenue à 50% par la Société, a conclu un contrat de location de terrains en vertu d'un bail échéant en 2033. Les terrains sur lesquels seront implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel négligeable et à partir de la mise en service qui est prévue en décembre 2013, pour un montant annuel d'environ 1,5 M\$, indexé annuellement au taux de 1,5 %. Au 30 juin 2011, la quote-part de la Société dans les engagements pris par la Coentreprise s'établissait à 17,5 M\$.

En juin 2011, la Coentreprise a conclu un contrat de construction et d'installation d'éoliennes sur le site de la Seigneurie de Beaupré. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Advenant la résiliation du présent contrat par la Coentreprise, celle-ci devrait, en plus des coûts des travaux déjà exécutés, rembourser à l'entrepreneur la perte de profit non réalisés sur les travaux non exécutés. Au 30 juin 2011, la quote-part de la Société dans les engagements de la Coentreprise est de 275,0 M\$, soit 85 M€ et 156 M\$.

En mai 2011, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction des routes et du réseau électriques du projet éolien de la Seigneurie. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Au 30 juin 2011, la quote-part de la Société dans les engagements de la Coentreprise est de 40,0 M\$.

Dans le cadre de projets éoliens en Ontario et pour certains sites en France, la Société a conclu en juin 2011 un contrat d'achat d'équipements pour un montant net de 0,6 M\$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2011. De plus, la Société a conclu en mai 2011 un contrat pour la réparation du pont de sa centrale hydroélectrique d'Ocean Falls. Le coût total de cet engagement est de 0,8 M\$. Les déboursés se feront au cours du troisième trimestre de 2011.

FACTEURS DE RISQUE ET INCERTITUDES

La Société n'a observé aucun changement important au regard des risques et incertitudes auxquels elle est soumise, lesquels sont décrits aux rubriques *Perspectives* et *Facteurs de risque et incertitudes* du rapport de gestion annuel de Boralex pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE LIÉE À LA MESURE

La préparation d'états financiers selon les IFRS requiert l'utilisation de certaines estimations ayant une incidence sur les actifs et les passifs inscrits et sur la présentation des actifs et des passifs éventuels en date du bilan ainsi que sur les produits et les charges comptabilisés pour les périodes présentées. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations. Celles-ci sont revues de façon périodique et si des ajustements sont nécessaires, ils sont portés aux résultats lorsqu'ils sont déterminés.

Les estimations importantes utilisées par la Société concernent surtout les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation des actifs à long terme, actifs intangibles amortissables et non-amortissables et l'écart d'acquisition et de recouvrabilité des crédits d'impôts pour énergie renouvelable. Ces hypothèses clés concernent surtout les prix de vente futurs de l'électricité, les prix de vente futurs des RECs, le prix des autres sources d'énergie, en particulier celui du gaz naturel, les coûts futurs d'approvisionnement en résidus de bois ainsi que la durée de vie résiduelle des actifs de production, compte tenu des entretiens planifiés sur la période.

Sur un horizon de trois ans, il existe une certaine liquidité sur le marché de l'électricité, de sorte qu'il est possible d'établir des courbes prévisionnelles de ces prix de vente à terme (*Forward*). Au-delà de cet horizon, les prix peuvent être négociés, mais souvent à un escompte significatif étant donné un manque de liquidité dans ce marché. Ainsi, l'hypothèse retenue pour les prix au-delà de la troisième année consiste à ajouter un taux d'inflation raisonnable au prix de la troisième année. Les hypothèses liées aux autres sources d'énergie sont établies à partir d'une méthode similaire puisqu'il existe normalement une corrélation entre leur prix et celui de l'électricité.

En ce qui concerne le coût des résidus de bois, celui-ci ne fait pas partie d'un marché organisé. Les achats sont négociés sur la base d'ententes spécifiques avec chacun des fournisseurs. La plupart des contrats sont renouvelables sur une base annuelle et donc les prix sont sujets à être modifiés. L'hypothèse de coût des résidus de bois utilisée dans nos modèles repose sur les prix contractuels négociés pour la prochaine année, indexés selon l'indice des prix à la consommation (« IPC ») prévisionnel pour les années subséquentes.

La durée de vie résiduelle des actifs varie en fonction des montants attribués à leur entretien. Lorsque les centrales sont suffisamment bien entretenues, leur durée de vie peut être très longue et limitée par exemple par des avancements technologiques qui rendraient cette méthode de production moins concurrentielle. Donc, les données prévisionnelles contiennent suffisamment de frais d'entretien pour assurer que la durée de vie des centrales se poursuivra au minimum jusqu'à la fin de l'horizon des prévisions.

Aux fins de la mise en œuvre de tests de dépréciation, les immobilisations corporelles, incorporelles et autres actifs à long terme sont affectés à des unités génératrices de trésorerie (« UGT ») qui sont fonction de la nature et des structures externes à celles-ci. La valeur recouvrable d'une UGT est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer la valeur d'utilité, on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières pour une période de trois ans établis à partir des plus récents budgets des produits et des coûts, approuvés par le conseil d'administration. Les projections de flux de

trésorerie au-delà de trois exercices se fondent sur les prévisions de gestion interne et supposent un taux de croissance ne dépassant pas le produit intérieur brut des pays respectifs. Les projections de flux de trésorerie avant impôts sont actualisées par l'application d'un taux d'actualisation avant impôts ajusté pour tenir compte des risques économiques et politiques de l'emplacement précis qui ne sont pas reflétés dans les flux de trésorerie sous-jacents propres à chaque UGT. On suppose des taux de croissance en perpétuité pour la plupart des UGT compte tenu du fait que la majeure partie des produits sont des produits de base et on suppose que la croissance du volume sera annulée par une baisse réelle des prix. Les dépenses en investissement d'entretien permanent ont été estimées en fonction du plan d'entretien. Les hypothèses utilisées dans le calcul de la valeur d'utilité tiennent compte du contexte économique actuel, ce qui donne lieu à des estimations plus prudentes de la valeur future.

Les flux de trésorerie futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Ils sont considérablement touchés par divers facteurs comme les estimations relatives au marché et à la production, ainsi que des facteurs économiques comme les prix, les taux d'actualisation, les taux de change, les estimations des coûts de production et les dépenses en immobilisations futures.

Au deuxième trimestre, en raison de la conjoncture des centrales de résidus de bois, des tests de dépréciation ont été effectués sur l'ensemble de ces centrales. Les évaluations ont été effectuées individuellement par centrale en fonction de leurs structures de coûts respectives et du marché dans lesquels elles opèrent. Actuellement, selon les analyses, la valeur des flux monétaires anticipés en fonction des hypothèses retenues justifie la valeur aux livres de ces actifs. Conséquemment, la Société continue de suivre cette situation de près. Bien que l'analyse effectuée reflète les hypothèses et estimations de la direction, il faut souligner que le contexte actuel comporte une combinaison particulière de risques défavorables qui affectent la performance financière des centrales et ainsi, une baisse soutenue à long terme des prix d'électricité ou de prix de RECs pourraient entraîner une dévaluation.

CHANGEMENT D'ESTIMATION COMPTABLE

CHANGEMENT DE DURÉE DE VIE D'UNE COMPOSANTE DES SITES ÉOLIENS

À partir du 1^{er} avril 2011, la Société a modifié la durée de vie d'une composante pour certains modèles d'éoliennes. La durée de vie estimative qui était de 15 ans auparavant a été augmentée à 20 ans, ce qui correspond dorénavant à la durée de vie utile pour ces modèles. Ce changement d'estimation comptable découle de nouvelles informations obtenues ainsi que d'un surcroît d'expérience sur la durée prévue de cette composante. Cette révision d'estimation a été enregistrée de façon prospective. L'impact annuel estimé de ce changement d'estimation comptable est une diminution de la dépense d'amortissement d'environ 2,7 M \$ par année au cours des périodes futures. L'impact du changement pour la période de trois mois close le 30 juin 2011 est une diminution de la dépense d'amortissement de 0,7 M \$.

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

IFRS 9, INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9, « Instruments financiers », a été publiée en novembre 2009. Elle traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers, et remplace les modèles à catégories multiples d'évaluation de la norme IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », par un nouveau modèle d'évaluation ayant seulement deux catégories : coût amorti et juste valeur par le biais du résultat net. Pour un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction, la Société peut faire le choix selon IFRS 9, lors de la comptabilisation initiale, de présenter dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* les variations futures de la juste valeur. Les dividendes relativement à ce placement, dans la mesure où ils ne représentent pas clairement un rendement de l'investissement, sont comptabilisés au résultat et les autres profits et pertes (y compris les pertes de valeur) associés à ces instruments demeurent dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

En octobre 2010, l'*International Accounting Standards Board* (« IASB ») a modifié cette norme afin de fournir des indications sur le classement et l'évaluation des passifs financiers. Les Sociétés qui choisissent d'évaluer leurs dettes à la juste valeur, devront comptabiliser les variations de juste valeur liées aux variations de leur propre risque de crédit, dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* plutôt qu'au compte de résultat.

Cette norme doit être appliquée pour les périodes comptables ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de la norme, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 10, ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

IAS 27, ÉTATS FINANCIERS INDIVIDUELS (RÉVISÉ 2011)

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 10, « États financiers consolidés », qui remplace la SIC-12, « Consolidation – Entités ad hoc », et certaines parties de l'IAS 27, « États financiers consolidés et individuels ». La nouvelle norme IFRS 10 reprend les principes existants d'identification du concept de contrôle comme le facteur qui permet de déterminer si une entité doit être incluse dans les états financiers consolidés d'une société. La norme fournit des directives additionnelles pour aider à la détermination du contrôle lorsque ce dernier est difficile à évaluer. Concernant IAS 27, les règles relatives aux états financiers individuels demeurent inchangées et font partie de la version amendée d'IAS 27. Les autres sections d'IAS 27 sont remplacées par IFRS 10. L'IFRS 10 et IAS 27 amendée seront en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et

L'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de ces normes auront sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 11, COENTREPRISES

IAS 28, PARTICIPATION DANS DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET COENTREPRISES (RÉVISÉ 2011)

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 11, « Coentreprises », qui remplace l'IAS 31, « Participation dans des coentreprises », et la SIC-13, « Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs ». L'IFRS 11 porte principalement sur les droits et les obligations inhérents à une coentreprise, plutôt que sur la forme légale, comme c'est actuellement le cas pour l'IAS 31. La norme corrige les incohérences de présentation pour les participations dans des coentreprises en exigeant le recours à la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser les participations dans les entités contrôlées conjointement. La Société utilise, à l'heure actuelle, la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser sa participation dans une Coentreprise. Selon cette méthode, la quote-part de l'actif net, du résultat net et du *Cumul des autres éléments du résultat étendu* de la coentreprise est présentée sur une ligne distincte, respectivement dans le bilan consolidé, l'état du résultat et l'état du résultat étendu. La version amendée (2011) d'IAS 28, « Participation dans des entreprises associées et coentreprises », remplace l'actuel IAS 28, « Participation dans des entreprises associées ». IAS 28 a été modifié pour être conforme aux modifications apportées à la suite de la publication d'IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12. L'IFRS 11 et IAS 28 amendée seront en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de ces normes, ni établi si elle l'adoptera par anticipation, mais ne s'attend pas à ce que ces normes aient un impact important sur ses états financiers consolidés puisque la Société a déjà recours à la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser sa participation dans la Coentreprise.

IFRS 12, INFORMATIONS À FOURNIR SUR LES PARTICIPATIONS DANS LES AUTRES ENTITÉS

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 12, « Informations à fournir sur les participations dans les autres entités ». L'IFRS 12 est une nouvelle norme complète sur les exigences en matière d'informations à fournir sur toutes les formes de participations dans les autres entités, y compris les coentreprises, les entreprises associées, les entités ad hoc et les autres entités hors bilan. La norme exige qu'une entité présente des informations sur la nature et les risques associés à ses participations dans d'autres entités et les effets de ces participations sur sa situation financière, son rendement financier et ses flux de trésorerie. L'IFRS 12 sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 13, ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur ». L'IFRS 13 améliorera la cohérence et réduira la complexité en fournissant une définition précise de la juste valeur et une source unique pour l'évaluation de la juste valeur et les exigences en matière d'informations à fournir qui s'appliquent à l'ensemble des IFRS. La norme sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IAS 1, PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS (RÉVISÉ 2011)

En juin 2011, l'IASB a publié une modification à la norme IAS 1, « Présentation des états financiers ». Cette norme amendée exige que le résultat étendu soit classé par nature : les éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net au cours d'une période ultérieure et les éléments qui seront ultérieurement reclassés dans le résultat net lorsque certaines conditions spécifiques seront réunies. De plus, une présentation distincte de la quote-part du *Cumul des autres éléments du résultat étendu* des entreprises associées et des coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La norme IAS 1 modifiée sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} juillet 2012, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de cette norme amendée aura sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)

Pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011, les sociétés ouvertes canadiennes sont tenues de dresser leurs états financiers conformément aux IFRS. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada, il existe des différences importantes dans les conventions comptables qui doivent être évaluées. Les IFRS exigent également plus d'information financière que les PCGR du Canada. Les états financiers consolidés intermédiaires inclus dans le présent rapport de gestion sont conformes aux IFRS et présentent des données comparatives de 2010. Il n'y a eu aucun changement significatif par rapport à la divulgation faite dans le précédent rapport de gestion annuel à l'exception de la finalisation de l'allocation du prix d'achat du Fonds.

CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, des contrôles et procédures de communication de l'information financière ont été conçus pour fournir une assurance raisonnable que l'information qui doit être présentée dans les documents intermédiaires et annuels de Boralex est rassemblée et communiquée en temps opportun à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction financière, afin de permettre une prise de décisions appropriées concernant la communication de cette information. De même, un processus de contrôles internes à l'égard de l'information financière a également été conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière présentée est fiable et que les états financiers ont été établis en conformité aux IFRS.

Le chef de la direction et le chef de la direction financière ont évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière de Boralex en date du 31 décembre 2010, ainsi que l'efficacité du processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière de Boralex à cette même date et ont conclu qu'ils étaient adéquats et efficaces.

Au cours du deuxième trimestre clos le 30 juin 2011, il n'y a eu aucune modification du processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière ni des contrôles et procédures de communication de l'information financière ayant une incidence importante ou raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur les contrôles internes et procédures. Toutefois, des contrôles spécifiques ont été mis en place pour la transition aux IFRS et ces contrôles seront maintenus tout au long de l'année de transition.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

Des renseignements supplémentaires sur la Société, y compris ses rapports annuels antérieurs, sa notice annuelle, ses rapports intermédiaires et ses communiqués de presse, sont déposés sur les sites Internet de Boralex (www.boralex.com) et de SEDAR (www.sedar.com). Le lecteur peut également consulter l'information sur le Fonds, incluant ses rapports antérieurs, sa notice annuelle, ses rapports intermédiaires et ses communiqués de presse, qui sont aussi disponibles sur SEDAR.

Bilans consolidés

(en milliers de dollars canadiens) (non audités)	Note	AU 30 JUIN 2011	AU 31 DÉCEMBRE 2010
ACTIF			
ACTIF À COURT TERME			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		138 737	92 650
Encaisse affectée		1 277	15 924
Comptes débiteurs		38 698	60 420
Actif financier disponible à la vente		2 910	23 251
Impôts futurs		-	512
Stocks		7 392	9 179
Frais payés d'avance		3 866	2 516
Juste valeur des instruments financiers dérivés	9	55	769
		192 935	205 221
Participation dans une coentreprise	5	7 292	-
Immobilisations corporelles		736 804	738 884
Contrats de vente d'énergie		102 498	103 994
Droits d'eau		111 535	113 015
Autres actifs à long terme	6	38 408	46 842
Écart d'acquisition	4	38 063	38 063
		1 227 535	1 246 019
PASSIF			
PASSIF À COURT TERME			
Emprunts et avances bancaires		-	195
Comptes créditeurs et charges à payer		35 317	59 558
Impôts sur le bénéfice à payer		2 545	3 209
Juste valeur des instruments financiers dérivés	9	-	183
Partie à court terme de la dette à long terme	7	23 944	34 033
		61 806	97 178
Dette à long terme	7	497 449	479 546
Débtentures convertibles	8	221 973	220 824
Provision pour étalement des loyers		3 058	2 981
Impôts futurs		61 571	66 967
Juste valeur des instruments financiers dérivés	9	18 207	10 834
		864 064	878 330
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions		223 049	222 853
Composante équité des débtentures convertibles		14 379	14 488
Surplus d'apport		5 612	5 028
Bénéfices non répartis		144 204	142 300
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	(32 245)	(25 874)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires		354 999	358 795
Part des actionnaires sans contrôle		8 472	8 894
Capitaux propres totaux		363 471	367 689
		1 227 535	1 246 019

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Résultats consolidés

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions) (non audités)	Note	PÉRIODES DE TROIS MOIS CLOSES LES 30 JUIN		PÉRIODES DE SIX MOIS CLOSES LES 30 JUIN	
		2011	2010	2011	2010
REVENUS					
Produits de la vente d'énergie		53 963	36 728	135 992	87 732
Revenus de gestion du Fonds		-	1 523	-	3 279
Autres revenus		172	155	324	454
		54 135	38 406	136 316	91 465
CHARGES ET AUTRES					
Charges d'opération	11	26 043	23 914	65 258	50 933
Administration	11	5 574	6 825	9 868	10 531
Développement		785	1 189	1 669	2 802
Gestion et exploitation du Fonds		-	1 314	-	2 819
Amortissement		17 053	8 272	32 833	15 940
Gain sur vente d'actifs	13	-	-	(2 377)	(774)
		49 455	41 514	107 251	82 251
BÉNÉFICE (PERTE) D'EXPLOITATION		4 680	(3 108)	29 065	9 214
Frais de financement	12	12 513	3 123	24 496	8 883
Perte (Gain) de change		518	(884)	2 037	(430)
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers		93	220	409	(339)
BÉNÉFICE (PERTE) AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES RÉSULTATS DU FONDS		(8 444)	(5 567)	2 123	1 100
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le bénéfice		(2 853)	(433)	647	2 552
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) AVANT LA PART DES RÉSULTATS DU FONDS		(5 591)	(5 134)	1 476	(1 452)
Part des résultats du Fonds		-	232	-	(1 193)
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)		(5 591)	(4 902)	1 476	(2 645)
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX :					
Actionnaires de Boralex Inc.		(5 107)	(4 714)	1 904	(2 738)
Actionnaires sans contrôle		(484)	(188)	(428)	93
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)		(5 591)	(4 902)	1 476	(2 645)
Bénéfice net (Perte nette) par action (de base et dilué(e))	17	(0,14) \$	(0,12) \$	0,05 \$	(0,07) \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)		37 773 213	37 740 921	37 769 872	37 740 921
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (dilué)		37 881 857	37 880 115	37 879 083	37 976 830

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Résultats étendus consolidés

(en milliers de dollars canadiens) (non audités)	Note	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
		CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
		2011	2010	2011	2010
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)		(5 591)	(4 902)	1 476	(2 645)
Autres éléments du résultat étendu	10				
<u>Écarts de conversion</u>					
Gain (Perte) de change latent(e) sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(64)	2 929	283	(6 374)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		-	694	-	216
Impôts		(259)	154	(259)	160
<u>Couvertures de flux de trésorerie</u>					
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(9 947)	(8 482)	(10 723)	(14 077)
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		1 521	(2 159)	2 150	(3 378)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		78	991	198	2 137
Impôts		2 613	3 136	2 186	3 913
<u>Actif financier disponible à la vente</u>					
Perte latente sur actif financier disponible à la vente		(954)	-	(200)	-
		(7 012)	(2 737)	(6 365)	(17 403)
RÉSULTAT ÉTENDU		(12 603)	(7 639)	(4 889)	(20 048)
RÉSULTAT ÉTENDU ATTRIBUABLE AUX :					
Actionnaires de Boralex Inc.		(12 121)	(7 441)	(4 467)	(20 119)
Actionnaires sans contrôle		(482)	(198)	(422)	71
RÉSULTAT ÉTENDU		(12 603)	(7 639)	(4 889)	(20 048)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des variations des capitaux propres

PÉRIODE DE SIX MOIS
CLOSE LE 30 JUIN 2011

	Attribuable aux actionnaires						Part des actionnaires sans contrôle	Capitaux propres totaux
	Capital- actions	Composante équitité des débetures convertibles	Surplus d'apport	Bénéfices non répartis	Résultat étendu	Total		
(en milliers de dollars canadiens) (non audités)								
Solde à l'ouverture de la période	222 853	14 488	5 028	142 300	(25 874)	358 795	8 894	367 689
Bénéfice net pour la période	-	-	-	1 904	-	1 904	(428)	1 476
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	-	(6 371)	(6 371)	6	(6 365)
Résultat étendu	-	-	-	1 904	(6 371)	(4 467)	(422)	(4 889)
Conversion de débetures convertibles	196	-	-	-	-	196	-	196
Charge relative aux options d'achat d'actions	-	-	584	-	-	584	-	584
Autres	-	(109)	-	-	-	(109)	-	(109)
Solde à la clôture de la période	223 049	14 379	5 612	144 204	(32 245)	354 999	8 472	363 471

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

PÉRIODE DE SIX MOIS
CLOSE LE 30 JUIN 2010

	Attribuable aux actionnaires					Part des actionnaires sans contrôle	Capitaux propres totaux
	Capital- actions	Surplus d'apport	Bénéfices non répartis	Résultat étendu	Total		
(en milliers de dollars canadiens) (non audités)							
Solde à l'ouverture de la période	222 694	4 290	105 538	(2 344)	330 178	7 031	337 209
Perte nette pour la période	-	-	(2 738)	-	(2 738)	93	(2 645)
Autres éléments du résultat étendu	-	-	-	(17 381)	(17 381)	(22)	(17 403)
Résultat étendu	-	-	(2 738)	(17 381)	(20 119)	71	(20 048)
Excédent du prix payé pour le rachat d'actionnaires sans contrôle	-	-	(1 725)	-	(1 725)	(26)	(1 751)
Charge relative aux options d'achat d'actions	-	438	-	-	438	-	438
Solde à la clôture de la période	222 694	4 728	101 075	(19 725)	308 772	7 076	315 848

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Flux de trésorerie consolidés

(en milliers de dollars canadiens) (non audités)	Note	PÉRIODES DE SIX MOIS	
		CLOSES LES 30 JUIN	
		2011	2010
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux actionnaires		1 904	(2 738)
Distributions reçues du Fonds		-	3 098
Frais de financement		24 496	8 883
Intérêts payés		(24 723)	(7 451)
Charge d'impôts sur le bénéfice		647	2 552
Impôts payés		(2 829)	(1 574)
Ajustements :			
Perte de change non réalisée sur avances intercompagnies		1 575	-
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers		409	(339)
Part des résultats du Fonds		-	1 193
Amortissement		32 833	15 940
Gain sur vente d'actifs	13	(2 377)	(774)
Autres		1 052	1 060
		32 987	19 850
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement		22 979	2 101
		55 966	21 951
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Nouvelles immobilisations corporelles		(23 441)	(64 281)
Variation de l'encaisse affectée		14 647	(73 685)
Augmentation de la participation dans une coentreprise	5	(2 212)	-
Produit de la vente d'une filiale		-	878
Variation des fonds de réserve		(244)	882
Projets en développement		(649)	(395)
Vente d'actif	13	2 050	-
Autres		312	1 504
		(9 537)	(135 097)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Diminution des emprunts et avances bancaires		(201)	(12 291)
Augmentation nette de la dette à long terme		33 253	208 866
Versements sur la dette à long terme		(33 116)	(60 774)
Rachat de la part des actionnaires sans contrôle		-	(1 751)
		(64)	134 050
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		(278)	(8 970)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		46 087	11 934
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE LA PÉRIODE		92 650	37 821
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE LA PÉRIODE		138 737	49 755

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 30 juin 2011

(Les chiffres des tableaux sont en milliers de dollars canadiens, sauf indication contraire.) (non audités)

Note 1.

NATURE DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est engagée principalement dans le secteur privé de la production d'énergie. Elle détient des participations dans 21 sites éoliens, 15 centrales hydroélectriques, huit centrales thermiques alimentées en résidus de bois, deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et récemment, un site solaire le tout totalisant une puissance de plus de 700 mégawatts (« MW »*). La Société assure également l'exploitation de deux centrales hydroélectriques pour le compte d'une entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société. Boralex est situé au Québec, Canada, domicilié au 36, rue Lajeunesse, Kingsey Falls, Québec, Canada et dont les actions et les débetures convertibles sont cotées à la bourse de Toronto («TSX»).

Le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités le 4 août 2011.

(* Les données relatives aux MW et MWh incluses à la note 15 n'ont pas fait l'objet d'une révision par l'auditeur.)

BASE DE PRÉSENTATION ET ADOPTION DES IFRS

Les états financiers consolidés étaient dressés auparavant selon les principes comptables généralement reconnus du Canada selon la partie V du manuel de l'ICCA (« PCGR du Canada »). Pour les périodes ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2011, les PCGR du Canada pour les entités ayant une obligation d'information du public ont été revus afin de les rendre conformes aux normes internationales d'information financière (« IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »), y compris les normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations du Comité d'interprétation des normes internationales d'information financière (« IFRIC »).

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été dressés selon les IFRS applicables à la préparation d'états financiers intermédiaires, notamment l'IAS 34, « Informations financières intermédiaires », et l'IFRS 1, « Première application des normes internationales d'information financière ». Les conventions comptables suivies dans les présents états financiers intermédiaires résumés sont les mêmes que celles appliquées dans les états financiers intermédiaires de la Société pour la période close le 31 mars 2011. La Société a uniformément appliqué les mêmes conventions comptables dans l'ensemble des périodes présentées, comme si ces méthodes avaient toujours été en vigueur. Ces états financiers intermédiaires ne constituent pas un jeu complet d'états financiers puisque la Société ne présente pas un résumé des principales méthodes comptables. Afin d'éviter la répétition d'informations publiées antérieurement, la Société a jugé non pertinent d'inclure cette information et donc le lecteur doit être avisé que ces états financiers constituent un jeu d'états financiers résumés selon IAS 34.

La note 18 présente l'incidence de la transition aux IFRS sur les résultats, les résultats étendus et les flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2010 ainsi que sur les capitaux propres consolidés résumés au 30 juin 2010, y compris la nature et l'effet des principaux changements aux conventions comptables par rapport à celles utilisées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Les méthodes appliquées dans les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 4 août 2011, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers. Tous les changements ultérieurs apportés aux IFRS qui ont un effet sur les états financiers consolidés annuels de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 pourraient se traduire par un retraitement des présents états financiers consolidés intermédiaires, y compris les ajustements de transition comptabilisés suite au basculement vers les IFRS.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés devraient être lus avec les états financiers annuels selon les PCGR du Canada de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 et les états financiers intermédiaires de la Société pour le trimestre terminé le 31 mars 2011 préparés selon les IFRS applicables aux états financiers intermédiaires.

Note 2.

UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE LIÉE À LA MESURE

La préparation d'états financiers selon les IFRS requiert l'utilisation de certaines estimations ayant une incidence sur les actifs et les passifs inscrits et sur la présentation des actifs et des passifs éventuels en date du bilan ainsi que sur les produits et les charges comptabilisés pour les périodes présentées. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations. Celles-ci sont revues de façon périodique et si des ajustements sont nécessaires, ils sont portés aux résultats lorsqu'ils sont déterminés.

Les estimations importantes utilisées par la Société concernent surtout les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation des actifs à long terme, actifs intangibles amortissables et non-amortissables et l'écart d'acquisition et de recouvrabilité des crédits d'impôts pour énergie renouvelable. Ces hypothèses clés concernent surtout les prix de vente futurs de l'électricité, les prix de vente futurs des RECs, le prix des autres sources d'énergie, en particulier celui du gaz naturel, les coûts futurs d'approvisionnement en résidus de bois ainsi que la durée de vie résiduelle des actifs de production, compte tenu des entretiens planifiés sur la période.

Sur un horizon de trois ans, il existe une certaine liquidité sur le marché de l'électricité, de sorte qu'il est possible d'établir des courbes prévisionnelles de ces prix de vente à terme (*Forward*). Au-delà de cet horizon, les prix peuvent être négociés, mais souvent à un escompte significatif étant donné un manque de liquidité dans ce marché. Ainsi, l'hypothèse retenue pour les prix au-delà de la troisième année consiste à ajouter un taux d'inflation raisonnable au prix de la troisième année. Les hypothèses liées aux autres sources d'énergie sont établies à partir d'une méthode similaire puisqu'il existe normalement une corrélation entre leur prix et celui de l'électricité.

En ce qui concerne le coût des résidus de bois, celui-ci ne fait pas partie d'un marché organisé. Les achats sont négociés sur la base d'ententes spécifiques avec chacun des fournisseurs. La plupart des contrats sont renouvelables sur une base annuelle et donc les prix sont sujets à être modifiés. L'hypothèse de coût des résidus de bois utilisée dans nos modèles repose sur les prix contractuels négociés pour la prochaine année, indexés selon l'indice des prix à la consommation (« IPC ») prévisionnel pour les années subséquentes.

La durée de vie résiduelle des actifs varie en fonction des montants attribués à leur entretien. Lorsque les centrales sont suffisamment bien entretenues, leur durée de vie peut être très longue et limitée par exemple par des avancements technologiques qui rendraient cette méthode de production moins concurrentielle. Donc, les données prévisionnelles contiennent suffisamment de frais d'entretien pour assurer que la durée de vie des centrales se poursuivra au minimum jusqu'à la fin de l'horizon des prévisions.

Aux fins de la mise en œuvre de tests de dépréciation, les immobilisations corporelles, incorporelles et autres actifs à long terme sont affectés à des unités génératrices de trésorerie (« UGT ») qui sont fonction de la nature et des structures externes à celles-ci. La valeur recouvrable d'une UGT est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer la valeur d'utilité, on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières pour une période de trois ans établis à partir des plus récents budgets des produits et des coûts, approuvés par le conseil d'administration. Les projections de flux de trésorerie au-delà de trois exercices se fondent sur les prévisions de gestion interne et supposent un taux de croissance ne dépassant pas le produit intérieur brut des pays respectifs. Les projections de flux de trésorerie avant impôts sont actualisées par l'application d'un taux d'actualisation avant impôts ajusté pour tenir compte des risques économiques et politiques de l'emplacement précis qui ne sont pas reflétés dans les flux de trésorerie sous-jacents propres à chaque UGT. On suppose des taux de croissance en perpétuité pour la plupart des UGT compte tenu du fait que la majeure partie des produits sont des produits de base et on suppose que la croissance du volume sera annulée par une baisse réelle des prix. Les dépenses en investissement d'entretien permanent ont été estimées en fonction du plan d'entretien. Les hypothèses utilisées dans le calcul de la valeur d'utilité tiennent compte du contexte économique actuel, ce qui donne lieu à des estimations plus prudentes de la valeur future.

Les flux de trésorerie futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Ils sont considérablement touchés par divers facteurs comme les estimations relatives au marché et à la production, ainsi que des facteurs économiques comme les prix, les taux d'actualisation, les taux de change, les estimations des coûts de production et les dépenses en immobilisations futures.

Au deuxième trimestre, en raison de la conjoncture des centrales de résidus de bois, des tests de dépréciation ont été effectués sur l'ensemble de ces centrales. Les évaluations ont été effectuées individuellement par centrale en fonction de leurs structures de coûts respectives et du marché dans lesquels elles opèrent. Actuellement, selon les analyses, la valeur des flux monétaires anticipés en fonction des hypothèses retenues justifie la valeur aux livres de ces actifs. Conséquemment, la Société continue de suivre cette situation de près. Bien que l'analyse effectuée reflète les hypothèses et estimations de la direction, il faut souligner que le contexte actuel comporte une combinaison particulière de risques défavorables qui affectent la performance financière des centrales et ainsi, une baisse soutenue à long terme des prix d'électricité ou de prix de RECs pourraient entraîner une dévaluation.

Note 3.

CHANGEMENT D'ESTIMATION COMPTABLE

CHANGEMENT DE DURÉE DE VIE D'UNE COMPOSANTE DES SITES ÉOLIENS

À partir du 1^{er} avril 2011, la Société a modifié la durée de vie d'une composante pour certains modèles d'éoliennes. La durée de vie estimative qui était de 15 ans auparavant a été augmentée à 20 ans, ce qui correspond dorénavant à la durée de vie utile pour ces modèles. Ce changement d'estimation comptable découle de nouvelles informations obtenues ainsi que d'un surcroît d'expérience sur la durée prévue de cette composante. Cette révision d'estimation a été enregistrée de façon prospective. L'impact annuel estimé de ce changement d'estimation comptable est une diminution de la dépense d'amortissement d'environ 2 700 000 \$ par année au cours des périodes futures. L'impact du changement pour la période de trois mois close le 30 juin 2011 est une diminution de la dépense d'amortissement de 675 000 \$.

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

IFRS 9, INSTRUMENTS FINANCIERS

La norme IFRS 9, « Instruments financiers », a été publiée en novembre 2009. Elle traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers, et remplace les modèles à catégories multiples d'évaluation de la norme IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », par un nouveau modèle d'évaluation ayant seulement deux catégories : coût amorti et juste valeur par le biais du résultat net. Pour un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction, la Société peut faire le choix selon IFRS 9, lors de la comptabilisation initiale, de présenter dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* les variations futures de la juste valeur. Les dividendes relativement à ce placement, dans la mesure où ils ne représentent pas clairement un rendement de l'investissement, sont comptabilisés au résultat et les autres profits et pertes (y compris les pertes de valeur) associés à ces instruments demeurent dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

En octobre 2010, l'IASB a modifié cette norme afin de fournir des indications sur le classement et l'évaluation des passifs financiers. Les Sociétés qui choisissent d'évaluer leurs dettes à la juste valeur, devront comptabiliser les variations de juste valeur liées aux variations de leur propre risque de crédit, dans le *Cumul des autres éléments du résultat étendu* plutôt qu'au compte de résultat.

Cette norme doit être appliquée pour les périodes comptables ouvertes à compter du 1^{er} janvier 2013, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de la norme, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 10, ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

IAS 27, ÉTATS FINANCIERS INDIVIDUELS (RÉVISÉ 2011)

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 10, « États financiers consolidés », qui remplace la SIC-12, « Consolidation – Entités ad hoc », et certaines parties de l'IAS 27, « États financiers individuels ». La nouvelle norme IFRS 10 reprend les principes existants d'identification du concept de contrôle comme le facteur qui permet de déterminer si une entité doit être incluse dans les états financiers consolidés d'une société. La norme fournit des directives additionnelles pour aider à la détermination du contrôle lorsque ce dernier est difficile à évaluer. Concernant IAS 27, les règles relatives aux états financiers individuels demeurent inchangées et font partie de la version amendée d'IAS 27. Les autres sections d'IAS 27 sont remplacées par IFRS 10. L'IFRS 10 et IAS 27 amendée seront en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de ces normes auront sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 11, COENTREPRISES

IAS 28, PARTICIPATION DANS DES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET COENTREPRISES (RÉVISÉ 2011)

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 11, « Coentreprises », qui remplace l'IAS 31, « Participation dans des coentreprises », et la SIC-13, « Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs ». L'IFRS 11 porte principalement sur les droits et les obligations inhérents à une coentreprise, plutôt que sur la forme légale, comme c'est actuellement le cas pour l'IAS 31. La norme corrige les incohérences de présentation pour les participations dans des coentreprises en exigeant le recours à la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser les participations dans les entités contrôlées conjointement. La Société utilise, à l'heure actuelle, la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser sa participation dans une coentreprise. Selon cette méthode, la quote-part de l'actif net, du résultat net et du *Cumul des autres éléments du résultat étendu* de la coentreprise est présentée sur une ligne distincte, respectivement dans le bilan consolidé, l'état du résultat et l'état du résultat étendu. La version amendée (2011) d'IAS 28, « Participation dans des entreprises associées et coentreprises », remplace l'actuel IAS 28, « Participation dans des entreprises associées ». IAS 28 a été modifié pour être conforme aux modifications apportées suite à la publication d'IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12. L'IFRS 11 et IAS 28 amendée seront en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de ces normes, ni établi si elle l'adoptera par anticipation, mais ne s'attend pas à ce que ces normes aient un impact important sur ses états financiers consolidés puisque la Société a déjà recours à la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser sa participation dans la coentreprise.

Note 3. Changement d'estimation comptable et modifications futures de méthodes comptables (suite)

IFRS 12, INFORMATIONS À FOURNIR SUR LES PARTICIPATIONS DANS LES AUTRES ENTITÉS

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 12, « Informations à fournir sur les participations dans les autres entités ». L'IFRS 12 est une nouvelle norme complète sur les exigences en matière d'informations à fournir sur toutes les formes de participations dans les autres entités, y compris les coentreprises, les entreprises associées, les entités ad hoc et les autres entités hors bilan. La norme exige qu'une entité présente des informations sur la nature et les risques associés à ses participations dans d'autres entités et les effets de ces participations sur sa situation financière, son rendement financier et ses flux de trésorerie. L'IFRS 12 sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 13, ÉVALUATION DE LA JUSTE VALEUR

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 13, « Évaluation de la juste valeur ». L'IFRS 13 améliorera la cohérence et réduira la complexité en fournissant une définition précise de la juste valeur et une source unique pour l'évaluation de la juste valeur et les exigences en matière d'informations à fournir qui s'appliquent à l'ensemble des IFRS. La norme sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de cette norme aura sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IAS 1, PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS (RÉVISÉ 2011)

En juin 2011, l'IASB a publié une modification à la norme IAS 1, « Présentation des états financiers ». Cette norme amendée exige que le résultat étendu soit classé par nature: les éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net au cours d'une période ultérieure et les éléments qui seront ultérieurement reclassés dans le résultat net lorsque certaines conditions spécifiques seront réunies. De plus, une présentation distincte de la quote-part du *Cumul des autres éléments du résultat étendu* des entreprises associées et des coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La norme IAS 1 modifiée sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1^{er} juillet 2012, et l'application anticipée est permise. La Société n'a pas encore évalué l'incidence que l'adoption de cette norme amendée aura sur ses états financiers consolidés, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

Note 4.

ACQUISITION DU FONDS

La juste valeur de la totalité des parts émises de 295 340 000 \$ (5 \$ par part) a été alloué entre les actifs nets identifiables acquis de la façon suivante :

Fonds de roulement	19 886
Actif financier disponible à la vente	23 978
Immobilisations corporelles	205 888
Contrats de vente d'énergie	53 610
Droits d'eau	110 792
Autres actifs à long terme	8 313
Dettes à long terme	(117 867)
Instrument financier	(1 477)
Provision pour étalement des loyers	(2 995)
Impôts futurs	(66 009)
Actif net	234 119
Écart d'acquisition	61 221
Juste valeur	295 340

Au cours du premier trimestre de 2011, la Société a finalisé l'allocation du prix d'achat (« PPA ») liée à l'acquisition du Fonds qui a eu lieu le 15 septembre 2010 et a ajusté rétroactivement au 15 septembre 2010 l'écriture d'allocation préliminaire. Cette allocation du prix d'achat a été établie selon la valeur marchande à la date d'acquisition en collaboration avec des évaluateurs professionnels indépendants. Cette allocation du prix d'achat est finale.

Le 2 novembre 2010, la Société a procédé à la réorganisation de sa structure fiscale incluant les activités originales du Fonds et au cours du quatrième trimestre de 2010 a procédé à la réévaluation de ses soldes d'impôts futurs afin de refléter le nouveau taux d'impôts sur le bénéfice. En raison de cette réorganisation, la Société a procédé à un test de dépréciation à l'égard de l'écart d'acquisition. À la suite de l'application de ce test, la Société a comptabilisé au cours du quatrième trimestre de 2010 une dépréciation de l'écart d'acquisition pour un montant de 23 158 000 \$. Donc, au 31 décembre 2010, l'écart d'acquisition totalise 38 063 000 \$.

Note 5.

PARTICIPATION DANS UNE COENTREPRISE

En juin 2011, dans le cadre du projet éolien de la Seigneurie de Beaupré, la Société a conclu une entente de partenariat avec une filiale de Gaz Métro L.P. et créé la coentreprise Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, s.e.n.c. («la Coentreprise») dont chacun détient une participation de 50 %. Selon l'entente, toutes les dépenses sont effectuées en coparticipation et tous les bénéfices, coûts, dépenses, responsabilités, obligations et risques résultant de la Coentreprise sont partagés en parts égales. La participation de la Société dans la Coentreprise est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, la quote-part de l'actif net, du résultat net et du *Cumul des autres éléments du résultat étendu* de la Coentreprise est présentée sur une ligne distincte, respectivement dans le bilan, l'état du résultat et l'état du résultat étendu consolidés. Au 30 juin 2011, l'actif net de la Société dans cette Coentreprise est de 7 292 000 \$ et est constitué de frais de développement capitalisés de 5 080 000 \$ ainsi que de fonds investis totalisant 2 212 000 \$.

En juin 2011, la Coentreprise, a conclu un contrat de location de terrains en vertu d'un bail échéant en 2033. Les terrains sur lesquels seront implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 50 000 \$ et à partir de la mise en service qui est prévue en décembre 2013, pour un montant annuel d'environ 1 500 000 \$, indexé annuellement au taux de 1,5 %. Au 30 juin 2011, la quote-part de la Société dans les engagements pris par la Coentreprise s'établissait à 17 500 000 \$.

En juin 2011, la Coentreprise a conclu un contrat de construction et d'installation d'éoliennes sur le site de la Seigneurie de Beaupré. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Advenant la résiliation du présent contrat par la Coentreprise, celle-ci devrait, en plus des coûts des travaux déjà exécutés, rembourser à l'entrepreneur la perte de profit non réalisés sur les travaux non exécutés. Au 30 juin 2011, la quote-part de la Société dans les engagements de la Coentreprise est de 275 000 000 \$, soit 85 000 000 € et 156 000 000 \$.

En mai 2011, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction des routes et du réseau électriques du projet éolien de la Seigneurie. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Au 30 juin 2011, la quote-part de la Société dans les engagements de la Coentreprise est de 40 000 000 \$.

Note 6.

AUTRES ACTIFS À LONG TERME

	Note	AU 30 JUIN 2011	AU 31 DÉCEMBRE 2010
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	a)	15 120	16 410
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommiss	b)	3 419	3 146
Investissements nets dans des contrats de location-financement	c)	11 347	11 854
Quotas de CO ₂		1 529	860
Projets en développement	d)	5 441	12 434
Autres actifs incorporels	e)	1 552	2 138
		38 408	46 842

L'amortissement des autres actifs à long terme est de 295 000 \$ et 590 000 \$ pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2011 (nil pour les périodes comparables de 2010). Ces montants sont comptabilisés sous le poste *Amortissement*.

Notes :

- Les *Crédits d'impôts pour énergie renouvelable* représentent les crédits d'impôts gagnés par la Société aux États-Unis et seront utilisés à l'encontre des sommes d'impôts à payer dans le futur par la Société dans ce pays. Les prévisions financières démontrent que le montant comptabilisé pourra être réalisé au cours des cinq à six prochaines années. Ces crédits d'impôts viennent à échéance en 2025 et 2026.
- Les réserves pour service de la dette à long terme garantissent des financements en France, aux États-Unis et au Canada et représentent de trois à six mois de service de la dette selon le projet. Le montant de ces réserves s'élève à 2 661 000 \$ (1 142 000 € et 1 100 000 \$US). Une réserve pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles s'élève à 289 000 \$ (300 000 \$US).
- Les contrats de location-financement pour des équipements utilisés dans le secteur des résidus de bois sont effectués avec des fournisseurs américains et canadiens. Au 30 juin 2011, les montants à recevoir sont de 11 347 000 \$, soit 10 733 000 \$US et 997 000 \$.
- Les *Projets en développement* comprennent majoritairement un projet hydroélectrique et un projet éolien au Québec et un projet éolien en Italie.
- Les *Autres actifs incorporels* sont composés majoritairement d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel détenu par la centrale de Kingsey Falls.

Note 7.

DETTE À LONG TERME

La dette à long terme comprend ce qui suit :

			AU 30 JUIN 2011	AU 31 DÉCEMBRE 2010
	<i>Échéance</i>	<i>Taux⁽¹⁾</i>		
Convention cadre (France) – projets éoliens	2017-2022	4,95	192 774	192 079
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	2016	5,00	7 368	7 580
Crédits-baux (France)	2012-2015	4,43	6 169	7 079
Prêt à terme – centrale d’Ocean Falls	2024	6,55	11 000	9 000
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	2031	7,05	182 555	184 665
Billets canadiens de premier rang garantis	2014	6,60	37 747	38 328
Billets américains de premier rang garantis	2013	6,20	73 701	76 646
Prêt à terme – parc solaire (France)	2025-2028	5,49	14 809	3 205
Autres dettes	–	–	5 022	4 068
			531 145	522 650
Partie à court terme			(23 944)	(34 033)
Frais de financement, net de l’amortissement cumulé			(9 752)	(9 071)
			497 449	479 546

⁽¹⁾ Taux moyens pondérés, ajustés pour tenir compte de l’effet des swaps de taux d’intérêt.

FINANCEMENT OCEAN FALLS

Le 31 mars 2011, la Société a conclu une convention de crédit relativement à sa centrale hydroélectrique située en Colombie-Britannique (« Ocean Falls »). Cette convention de crédit d’une durée de 13 ans et d’un montant de 11 000 000 \$ est garantie par la totalité des actifs de la centrale d’Ocean Falls, sans recours à Boralex. La convention de crédit est remboursable par anticipation, sous réserve du paiement d’une prime calculée, en date du remboursement, comme étant la différence, s’il y a lieu, entre le solde de la dette et les flux monétaires futurs actualisés selon le taux des obligations du Canada d’une durée moyenne similaire plus 0,5 %.

Le 1^{er} avril 2011, la Société a remboursé le solde du prêt initial de 9 000 000 \$ tel que prévu selon les modalités de l’entente.

CRÉDIT ROTATIF

Le 6 mai 2011, la facilité de crédit rotatif a été augmentée de 20 000 000 \$ pour un montant total autorisé de 60 000 000 \$. Toutefois, le montant total des avances monétaires est limité à 40 000 000 \$. Pour les tirages en \$US, la formule de taux d’intérêts utilise comme base le LIBOR ou le taux préférentiel américain ajusté d’une marge, alors que celle des tirages en \$CA est basée sur les taux des Acceptations bancaires ou sur le taux préférentiel canadien ajustés de leur marge respective. Cette facilité est garantie par les actifs de Boralex inc. ainsi que ses investissements dans ses activités américaines. Au 30 juin 2011, un montant total de 10 217 600 \$ était émis au titre de lettres de crédit.

Note 8.

DÉBENTURES CONVERTIBLES

La valeur des débetures convertibles s’établit comme suit :

	AU 30 JUIN 2011	AU 31 DÉCEMBRE 2010
Débetures convertibles émises (net des conversions de 222 \$ au 30 juin 2011)	244 928	245 124
Composante équité des débetures convertibles ⁽¹⁾	(19 537)	(19 537)
Frais reliés à l’émission des débetures convertibles (net de l’amortissement cumulé de 349 \$ au 30 juin 2011)	(4 956)	(5 174)
Intérêts implicites calculés sur les débetures convertibles à 8,50 %	1 538	411
	221 973	220 824

⁽¹⁾ Excluant l’impact des impôts futurs de 5 158 000 \$.

Note 9.

INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	AU 30 JUIN 2011	AU 31 DÉCEMBRE 2010
ACTIFS FINANCIERS		
Contrats de change à terme	55	104
Swaps financiers de prix d'électricité	-	665
	55	769
PASSIFS FINANCIERS		
Contrats de change à terme	-	183
Swaps financiers de commodités	4 875	2 632
Swaps financiers de taux d'intérêt	13 332	8 202
	18 207	11 017

SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT - LA SEIGNEURIE

Durant la période comprise entre les 1^{er} avril et 21 avril 2011, la Société a conclu des transactions de swap de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement anticipé pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaurpré. Le montant nominal total des transactions est de 200 000 000 \$ et les taux se situent à environ 4,58 %. Au 30 juin 2011, la juste valeur de ces swaps est défavorable de 6 712 000 \$.

En juillet 2011, la Société a conclu deux transactions additionnelles de swap de taux d'intérêts pour un montant de 40 000 000 \$, à un taux moyen de 3,98 %.

Le taux moyen global de l'ensemble des swaps est donc de 4,48 %.

Note 10.

CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

	AU 30 JUIN 2011					
	<i>Écarts de conversion</i>	<i>Couverture Prix d'électricité</i>	<i>Couverture Taux d'intérêt</i>	<i>Couverture Commodités</i>	<i>Couverture Devises</i>	<i>Total</i>
Solde au début de la période	(16 429)	2 021	(9 853)	(828)	(785)	(25 874)
Variation de la juste valeur	77	(1 818)	(6 631)	(2 627)	353	(10 646)
Reclassements aux résultats	-	(464)	2 245	474	(105)	2 150
Reclassements au bilan	-	-	-	-	198	198
Impôts	(259)	261	1 279	539	107	1 927
Solde à la fin de la période	(16 611)	-	(12 960)	(2 442)	(232)	(32 245)

	AU 30 JUIN 2010					
	<i>Écarts de conversion</i>	<i>Couverture Prix d'électricité</i>	<i>Couverture Taux d'intérêt</i>	<i>Couverture Commodités</i>	<i>Couverture Devises</i>	<i>Total</i>
Solde au début de la période	-	5 019	(6 720)	-	(643)	(2 344)
Variation de la juste valeur	(6 352)	4 201	(10 975)	-	(7 303)	(20 429)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds	216	-	-	-	-	216
Reclassements aux résultats	-	(4 735)	1 604	-	(247)	(3 378)
Reclassements au bilan	-	-	-	-	2 137	2 137
Impôts	160	214	2 994	-	705	4 073
Solde à la fin de la période	(5 976)	4 699	(13 097)	-	(5 351)	(19 725)

Note 11.

CHARGES PAR NATURE

CHARGES D'OPÉRATION	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Matière premières et matières consommables	12 271	13 219	36 326	30 901
Entretien et réparations	3 947	3 485	7 152	5 642
Salaires (a)	6 095	4 110	13 149	7 956
Coûts de transport et de vente	417	689	1 335	1 417
Taxes immobilières et scolaires	1 209	746	2 523	1 478
Contrats et permis	1 387	382	3 090	803
Assurances	589	397	1 301	802
Autres charges	128	886	382	1 934
	26 043	23 914	65 258	50 933

(a) SALAIRES - OPÉRATION	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Salaires	5 671	3 803	12 358	7 371
Coûts de sécurité sociale de l'employeur	184	105	291	250
Autres coûts relatifs aux avantages du personnel	240	202	500	335
	6 095	4 110	13 149	7 956

ADMINISTRATION	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Salaires (b)	2 203	1 711	4 032	3 317
Honoraires professionnels	1 759	3 417	3 069	4 312
Taxes sur le capital et taxes professionnelles	658	486	1 024	885
Frais de bureau	561	382	1 029	759
Télécommunication et technologie de l'information	185	173	406	347
Publicité et dons	176	187	351	349
Autres charges	32	469	(43)	562
	5 574	6 825	9 868	10 531

(b) SALAIRES - ADMINISTRATION	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Salaires	1 556	1 355	3 070	2 574
Coûts de sécurité sociale de l'employeur	37	(28)	46	8
Autres coûts relatifs aux avantages du personnel	186	144	332	297
Options sur actions attribuées aux administrateurs et aux employés	424	240	584	438
	2 203	1 711	4 032	3 317

Note 12.

FRAIS DE FINANCEMENT

	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Intérêts sur la dette à long terme, net de l'effet des swaps de taux d'intérêts ^(a)	8 218	4 374	16 014	7 460
Intérêts sur les débiteures convertibles	4 804	-	9 397	-
Intérêts et autres créditeurs	(783)	(136)	(1 522)	(392)
Amortissement des frais de financement	542	213	1 061	3 131
Autres intérêts et frais bancaires	179	176	305	472
	12 960	4 627	25 255	10 671
Intérêts capitalisés aux sites en développement	(447)	(1 504)	(759)	(1 788)
	12 513	3 123	24 496	8 883

a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-acquisition a été de 81 000 \$ et 168 000 \$ pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2011 (111 000 \$ et 256 000 \$ pour les périodes comparables de 2010).

Note 13.

GAIN SUR VENTE D'ACTIFS

VENTE D' ACTIONS D' ABITIBIBOWATER (« ABI »)

Le 1^{er} février 2011, Boralex a disposé, au prix unitaire de 26,50 \$, de 784 796 actions ordinaires d'ABI que cette dernière lui avaient octroyées à la fin de 2010 à titre de compensation liée au règlement partiel d'une créance d'environ 83 000 000 \$ due par ABI à Boralex, telle que négociée dans le cadre du C-36 d'ABI. La vente desdites actions sur le marché a généré un produit de disposition net de 20 758 000 \$ et un gain sur disposition de 585 000 \$. Une fois que l'ensemble des réclamations déposées par des tiers contre ABI aura été résolu par les tribunaux, Boralex pourrait recevoir des distributions additionnelles sous forme d'actions. Au 30 juin 2011, Boralex détient 148 780 actions évaluées à 19,56 \$.

CESSION DU PROJET ÉOLIEN MERLIN-BUXTON

Le 31 mars 2011, la Société a disposé du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario, dont la Société avait acquis les droits en 2008. Cette décision a été prise compte tenu du potentiel limité de ce projet pour la Société. La transaction a généré un produit de disposition net de 4 200 000 \$ résultant en un gain de 1 792 000 \$.

VENTE D'UNE FILIALE

Le 31 mars 2010, la Société a vendu une filiale qui détenait le parc éolien Bel Air, en France, pour un produit de disposition net de 878 000 \$ (639 000 €). L'équation relative à cette disposition est la suivante :

Fonds de roulement	(1 182)
Immobilisations corporelles	9 611
Dette à long terme	(8 325)
Valeur nette de la filiale vendue	104
Contrepartie nette	878
Gain sur vente d'une filiale	774

Note 14.

SAISONNALITÉ

Les opérations et les résultats d'une partie des sites de la Société sont soumis à un cycle saisonnier ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Cependant, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non. En effet, pour les 38 sites de Boralex assortis de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés et indexés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume de production. Quant aux neuf centrales de Boralex qui ne disposent pas de tels contrats et qui vendent leur électricité sur le marché libre dans le nord-est des États-Unis, elles sont davantage exposées aux fluctuations saisonnières qui, en plus d'influencer leur volume de production, ont également un effet sur les prix de vente obtenus. De plus, le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est influencé en grande partie par le cours du gaz naturel qui est sujet à une importante volatilité.

Généralement, les saisons d'hiver et d'été, qui correspondent aux premier et troisième trimestres de Boralex, donnent lieu à une croissance de la consommation d'électricité. Historiquement, ces deux périodes ont permis aux centrales qui ne possèdent pas de contrat à long terme de vente d'électricité d'obtenir des prix moyens généralement plus élevés. De plus, lorsqu'elle le juge approprié, la Société utilise des instruments financiers de couverture pour des périodes pouvant aller jusqu'à trois ans afin de fixer une partie des prix des centrales qui n'ont pas de contrats de vente d'électricité à long terme, atténuant ainsi les effets saisonniers et autres facteurs cycliques pouvant avoir un impact sur les prix. En outre, puisque les centrales alimentées en résidus de bois que Boralex exploite aux États-Unis sont en mesure de contrôler leur niveau de production, elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée quand les prix sont plus avantageux.

Indépendamment du fait que les centrales disposent ou non de contrats de vente, leur volume d'activité est sujet aux cycles saisonniers suivants, selon leur mode de production.

Éolien - Pour les actifs totalisant 251 MW de Boralex, dont la totalité bénéficie de contrats de vente d'électricité à long terme, les conditions de vent sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième trimestres de Boralex et ce, aussi bien en France qu'au Canada. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés de baisse de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre. De façon générale, compte tenu des facteurs climatiques décrits précédemment, la direction estime qu'environ 60 % de la production annuelle de son secteur éolien est réalisée aux premier et quatrième trimestres, et 40 % aux deuxième et troisième trimestres.

Hydroélectricité - Le volume de production des 15 centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui sont, de façon générale, à leur maximum au printemps et bonnes à l'automne, soit aux deuxième et quatrième trimestres de Boralex, et ce, tant au Canada que dans le nord-est des États-Unis. Les débits d'eau tendent historiquement à diminuer en hiver et durant l'été. Il est à noter qu'à l'exception de trois centrales hydroélectriques qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il leur serait possible de régulariser les débits d'eau au cours de l'année.

Résidus de bois - Tel que mentionné précédemment, les huit centrales alimentées en résidus de bois sont en mesure de contrôler leur niveau de production, si bien qu'elles fonctionnent généralement à une cadence plus élevée durant les périodes de plus forte demande. Pour cette raison, elles effectuent les arrêts pour leurs travaux d'entretien périodiques au printemps ou à l'automne, ce qui affecte leurs résultats d'exploitation pendant ces périodes.

Gaz naturel - En plus de bénéficier de contrats de vente de leur électricité, la production de vapeur des deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel, dont l'une en France et l'autre au Québec, est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande des clients, laquelle est relativement prévisible et régulière. De plus, la centrale de Kingsey Falls (Québec) s'est dotée en 2010 de deux contrats avantageux de couverture d'une durée de deux ans, afin d'indexer le prix de vente de sa vapeur et de fixer son prix d'achat du gaz naturel. En ce qui a trait à la centrale française, en vertu de son contrat de vente à long terme avec Électricité de France («EDF»), il existe une clause de plafonnement des prix de l'électricité lorsque la centrale fonctionne durant la période d'avril à octobre. Lorsque les coûts du gaz naturel sont élevés, la marge bénéficiaire réalisée durant cette période ne suffit pas à compenser l'effet du plafonnement des prix de vente de l'électricité. En conséquence, les équipements de cogénération peuvent être mis à l'arrêt, auquel cas la Société fournit alors la vapeur à son client à l'aide d'une chaudière auxiliaire. À cet effet, depuis 2005, la centrale exploite son équipement de cogénération pendant cinq mois, soit de novembre à mars seulement.

Solaire - Le seul site solaire de la Société actuellement en exploitation est situé dans le sud de la France. Pour cet actif totalisant 4,5 MW, dont Boralex bénéficie d'un contrat de vente d'électricité à long terme, les conditions d'ensoleillement sont généralement plus favorables au printemps et en été, soit aux deuxième et troisième trimestres de Boralex. De façon générale, compte tenu de ces facteurs climatiques, la direction prévoit qu'environ 65 % de la production annuelle de son site solaire sera réalisée aux deuxième et troisième trimestres, et 35 % aux premier et quatrième trimestres.

De façon générale, sans tenir compte des variations potentielles des taux de change, l'expansion du secteur éolien jumelée à l'ajout des centrales du Fonds devrait accentuer la tendance selon laquelle la Société perçoit plus de revenus et de profits au cours des premier et quatrième trimestres de l'exercice.

Note 15.

INFORMATION SECTORIELLE

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs d'activité distincts : les sites éoliens, les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques alimentées en résidus de bois et les centrales thermiques alimentées au gaz naturel et sont engagées principalement dans la production d'énergie. La classification de ces secteurs d'activité est établie en fonction des structures de coûts différentes, inhérentes à ces quatre types de centrales.

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA comme mesure de performance. La direction est d'avis que cette mesure représente un indicateur financier largement utilisé par les investisseurs pour évaluer la performance opérationnelle. Cette mesure non conforme aux PCGR est tirée principalement des états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités, mais n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS; par conséquent elle pourrait ne pas être comparable aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire.

Les investisseurs ne devraient pas considérer le BAIIA comme un critère remplaçant, par exemple, le bénéfice net ni comme un indicateur des résultats d'exploitation, qui sont des mesures conformes aux IFRS.

Un rapprochement du BAIIA avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit le bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires est présenté dans le tableau suivant :

	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux actionnaires	(5 107)	(4 714)	1 904	(2 738)
Part des actionnaires sans contrôle	(484)	(188)	(428)	93
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	(2 853)	(433)	647	2 552
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	93	220	409	(339)
Perte (Gain) de change	518	(884)	2 037	(430)
Frais de financement	12 513	3 123	24 496	8 883
Gain sur vente d'actifs	-	-	(2 377)	(774)
Amortissement	17 053	8 272	32 833	15 940
BAIIA	21 733	5 396	59 521	23 187

Note 15. Information sectorielle (suite)

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Production d'électricité (MWh)				
Sites éoliens	124 362	76 999	276 931	167 291
Centrales hydroélectriques	213 490	34 301	358 495	74 610
Centrales thermiques – résidus de bois	178 033	265 470	550 453	585 577
Centrale thermique – gaz naturel	45 336	77	127 627	22 507
Corporatif (solaire)	268	-	268	-
	561 489	376 847	1 313 774	849 985
Produits de la vente d'énergie				
Sites éoliens	15 193	9 230	33 466	20 643
Centrales hydroélectriques	15 990	2 323	28 722	5 377
Centrales thermiques – résidus de bois	12 544	22 896	46 853	53 111
Centrale thermique – gaz naturel	10 112	2 279	26 827	8 601
Corporatif (solaire)	124	-	124	-
	53 963	36 728	135 992	87 732
BAIIA				
Sites éoliens	11 991	7 112	27 057	16 531
Centrales hydroélectriques	12 648	1 182	21 724	3 055
Centrales thermiques – résidus de bois	(2 174)	4 424	8 110	14 452
Centrale thermique – gaz naturel	3 559	(106)	11 198	1 932
Corporatif et éliminations (incluant solaire)	(4 291)	(7 216)	(8 568)	(12 783)
	21 733	5 396	59 521	23 187
Nouvelles immobilisations corporelles				
Sites éoliens	613	42 000	8 732	61 341
Centrales hydroélectriques	157	199	331	415
Centrales thermiques – résidus de bois	1 348	1 073	2 643	2 057
Centrale thermique – gaz naturel	-	6	4	9
Corporatif et éliminations (incluant solaire)	10 685	295	11 731	459
	12 803	43 573	23 441	64 281
			AU 30 JUIN	AU 31
			2011	DÉCEMBRE
				2010
Actif total				
Sites éoliens			513 005	536 135
Centrales hydroélectriques			367 857	364 548
Centrales thermiques – résidus de bois			149 644	162 070
Centrale thermique – gaz naturel			35 972	37 974
Corporatif et éliminations (incluant solaire)			161 057	145 292
			1 227 535	1 246 019
Actifs à long terme				
Sites éoliens			470 997	469 707
Centrales hydroélectriques			339 857	350 773
Centrales thermiques – résidus de bois			128 157	137 376
Centrale thermique – gaz naturel			18 716	22 619
Corporatif et éliminations (incluant solaire)			76 873	60 323
			1 034 600	1 040 798

Note 15. Information sectorielle (suite)

INFORMATIONS PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE

	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
	2011	2010	2011	2010
Production d'électricité (MWh)				
Canada	217 816	33 229	484 563	70 058
États-Unis	277 675	292 164	657 374	643 156
Europe	65 998	51 454	171 837	136 771
	561 489	376 847	1 313 774	849 985
Produits de la vente d'énergie				
Canada	23 220	4 143	56 814	8 577
États-Unis	20 301	24 433	52 850	56 570
Europe	10 442	8 152	26 328	22 585
	53 963	36 728	135 992	87 732
BAlIA				
Canada	9 568	(2 838)	26 892	(3 166)
États-Unis	7 299	4 902	19 323	15 953
Europe	4 866	3 332	13 306	10 400
	21 733	5 396	59 521	23 187
Nouvelles immobilisations corporelles				
Canada	1 461	37 770	8 423	41 755
États-Unis	683	1 265	993	2 436
Europe	10 659	4 538	14 025	20 090
	12 803	43 573	23 441	64 281
			AU 30 JUIN	AU 31 DÉCEMBRE
			2011	2010
Actif total				
Canada			635 793	634 043
États-Unis			283 984	301 921
Europe			307 758	310 055
			1 227 535	1 246 019
Actifs à long terme				
Canada			520 289	529 787
États-Unis			233 490	263 094
Europe			280 821	247 917
			1 034 600	1 040 798

Note 16.

ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Dans le cadre de projets éoliens en Ontario et pour certains sites en France, la Société a conclu en juin 2011 un contrat d'achat d'équipements pour un montant net de 600 000 \$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2011.

De plus, la Société a conclu en mai 2011 un contrat pour la réparation du pont de sa centrale hydroélectrique d'Ocean Falls. Le coût total de cet engagement est de 800 000 \$. Les déboursés se feront au cours du troisième trimestre de 2011.

Note 17.

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) PAR ACTION

Le bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action se détaille de la façon suivante :

	PÉRIODES DE TROIS MOIS		PÉRIODES DE SIX MOIS	
	CLOSES LES 30 JUIN		CLOSES LES 30 JUIN	
(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	2011	2010	2011	2010
Bénéfice net (Perte nette) attribuable aux actionnaires (de base et dilué(e))	(5 107)	(4 714)	1 904	(2 738)
Nombre moyen pondéré d'actions	37 773 213	37 740 921	37 769 872	37 740 921
Effet de dilution des options d'achat d'actions	108 644	139 194	109 211	235 909
Moyenne pondérée ajustée du nombre d'actions	37 881 857	37 880 115	37 879 083	37 976 830
Bénéfice net (Perte nette) de base et dilué(e) par action	(0,14) \$	(0,12) \$	0,05 \$	(0,07) \$
Débitures convertibles exclues en raison de leur effet anti-dilutif dans le calcul du bénéfice net (perte nette) dilué (e) par action	19 594 224	-	19 594 224	-
Options d'achat exclues en raison de leur effet anti-dilutif dans le calcul du bénéfice net (perte nette) dilué(e) par action	1 088 871	581 445	1 088 871	545 961

Note 18.

ADOPTION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers consolidés de la Société pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2011 sont les deuxièmes états financiers consolidés préparés selon les IFRS.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés selon l'IFRS 1, la Société a appliqué, à la date de transition, les exceptions obligatoires et certaines exemptions facultatives par suite de l'application rétrospective complète des IFRS. La date de transition de la Société est le 1^{er} janvier 2010.

Les exceptions obligatoires et exemptions facultatives utilisés, à la date de transition, sont présentées dans les états financiers intermédiaires de la Société pour la période close le 31 mars 2011.

IMPACT DE LA TRANSITION AUX IFRS

Les différences, qui ont été identifiées entre les PCGR du Canada (« référentiel comptable antérieur ») et les IFRS et qui ont un impact important sur la performance financière et la position financière déjà publiées par la Société pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2010, sont résumées dans les tableaux de conciliation ci-après.

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Dans le contexte de l'adoption des IFRS, la Société a procédé à une revue complète de la présentation globale de l'état des résultats consolidés. Afin de faciliter la compréhension des éléments de conciliation propres à la conversion aux IFRS, la conciliation de l'état des résultats consolidés pour les périodes de trois et six mois closes le 30 juin 2010 qui suit a été préparé selon l'ancienne présentation. Toutefois, les frais de développement ont été reclassés sur une ligne distincte des *Charges d'opération* afin de faciliter le rapprochement des résultats avec la nouvelle présentation.

FLUX DE TRÉSORERIE

Conformément aux normes PCGR du Canada, les intérêts payés et les impôts payés inclus dans la détermination du bénéfice net étaient divulgués séparément à titre d'informations supplémentaires. Conformément aux IFRS, les intérêts payés et les impôts payés sont dorénavant inclus à même l'état des flux de trésorerie sur des lignes distinctes dans les *Activités d'exploitation*.

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

Résultats consolidés - conciliation

	Note	PCGR du Canada	PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUN 2010	
			Ajustements IFRS	IFRS
<i>(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions) (non audités)</i>				
Produits de la vente d'énergie		36 728	-	36 728
Charges d'opération		23 914	-	23 914
		12 814	-	12 814
Part des résultats du Fonds	e	201	31	232
Revenus de gestion du Fonds		1 523	-	1 523
Autres revenus		155	-	155
		14 693	31	14 724
AUTRES CHARGES				
Gestion et exploitation du Fonds		1 314	-	1 314
Développement		1 189	-	1 189
Administration	f	6 948	(123)	6 825
		9 451	(123)	9 328
BÉNÉFICE D'EXPLOITATION		5 242	154	5 396
Amortissement	d	8 052	220	8 272
Perte (gain) de change	g	154	(1 038)	(884)
Perte nette sur instruments financiers		220	-	220
Frais de financement		3 123	-	3 123
		11 549	(818)	10 731
PERTE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE				
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	d, e, f	(6 307)	972	(5 335)
		(321)	(112)	(433)
Perte nette incluant la part des actionnaires sans contrôle		(5 986)	1 084	(4 902)
Part des actionnaires sans contrôle		188	-	188
PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES		(5 798)	1 084	(4 714)
Perte nette par action de catégorie A (de base et diluée)		(0,15) \$		(0,12) \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)		37 740 921		37 740 921
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (dilué)		37 880 115		37 880 115

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

Résultats consolidés - conciliation

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions) (non audités)	Note	PCGR du Canada	PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUN 2010	
			Ajustements IFRS	IFRS
Produits de la vente d'énergie		87 732	-	87 732
Charges d'opération		50 933	-	50 933
		36 799	-	36 799
Part des résultats du Fonds	e	(1 260)	67	(1 193)
Revenus de gestion du Fonds		3 279	-	3 279
Autres revenus		454	-	454
		39 272	67	39 339
AUTRES CHARGES				
Gestion et exploitation du Fonds		2 819	-	2 819
Développement		2 802	-	2 802
Administration	f	10 777	(246)	10 531
		16 398	(246)	16 152
BÉNÉFICE D'EXPLOITATION		22 874	313	23 187
Amortissement	d	15 751	189	15 940
Perte (gain) de change	g	1 030	(1 460)	(430)
Gain net sur instruments financiers		(339)	-	(339)
Frais de financement		8 883	-	8 883
Gain sur vente d'une filiale		(774)	-	(774)
		24 551	(1 271)	23 280
PERTE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE				
Charge d'impôts sur le bénéfice	d, e, f	(1 677)	1 584	(93)
Perte nette incluant la part des actionnaires sans contrôle		(4 357)	1 712	(2 645)
Part des actionnaires sans contrôle		(93)	-	(93)
PERTE NETTE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES		(4 450)	1 712	(2 738)
Perte nette par action de catégorie A (de base et dilué)		(0,12) \$		(0,07) \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)		37 740 921		37 740 921
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (dilué)		37 976 830		37 976 830

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

Résultats étendus consolidés - conciliation

			PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 30 JUN 2010	
(en milliers de dollars canadiens) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements IFRS	IFRS
Perte nette incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période		(5 986)	1 084	(4 902)
Autres éléments du résultat étendu				
ÉCARTS DE CONVERSION				
Gain de change latent sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		2 918	11	2 929
Reclassement au résultat net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes	g	1 038	(1 038)	-
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		694	-	694
Impôts		154	-	154
COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE				
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(8 482)	-	(8 482)
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		(2 159)	-	(2 159)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		991	-	991
Impôts		3 136	-	3 136
		(1 710)	(1 027)	(2 737)
Résultat étendu incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période		(7 696)	57	(7 639)
Moins : Résultat des actionnaires sans contrôle de la période		198	-	198
Résultats étendus attribuables aux actionnaires de la période		(7 498)	57	(7 441)

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

Résultats étendus consolidés - conciliation

				PÉRIODE DE SIX MOIS CLOSE LE 30 JUN 2010
(en milliers de dollars canadiens) (non audités)	Note	PCGR du Canada	Ajustements IFRS	IFRS
Perte nette incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période		(4 357)	1 712	(2 645)
Autres éléments du résultat étendu				
ÉCARTS DE CONVERSION				
Perte de change latente sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(6 394)	20	(6 374)
Reclassement au résultat net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes	g	1 460	(1 460)	-
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		216	-	216
Impôts		160	-	160
COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE				
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(14 077)	-	(14 077)
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		(3 378)	-	(3 378)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		2 137	-	2 137
Impôts		3 913	-	3 913
		(15 963)	(1 440)	(17 403)
Résultat étendu incluant la part des actionnaires sans contrôle de la période		(20 320)	272	(20 048)
Moins : Résultat des actionnaires sans contrôle de la période		(71)	-	(71)
Résultats étendus attribuables aux actionnaires de la période		(20 391)	272	(20 119)

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

NOTES RELATIVES AUX CONCILIATIONS

a) Regroupements d'entreprises

Selon les PCGR du Canada, les contreparties conditionnelles liées à des regroupements d'entreprise sont comptabilisées à titre d'ajustement de l'écriture d'acquisition au moment où elles sont payées. Selon les IFRS, les contreparties conditionnelles sont comptabilisées à leur juste valeur au moment de l'acquisition. Les variations subséquentes sont comptabilisées aux résultats de la période.

Le 1^{er} janvier 2010, la Société a comptabilisé une contrepartie conditionnelle à payer d'un montant de 2 842 000 \$, tenant compte des impôts afférents d'un montant de 750 000 \$, concernant l'acquisition des sites éoliens de Thames River en Ontario. La contrepartie a été portée au compte des *Bénéfices non répartis* pour un montant de 2 092 000 \$.

b) Avantages du personnel

Conformément à l'exemption facultative prévue dans IFRS 1, la Société a choisi de constater tous les gains et pertes actuariels non constatés sur les fonds de pension à prestation définie. Le 1^{er} janvier 2010, la Société a comptabilisé des pertes actuarielles d'un montant de 43 000 \$, tenant compte des impôts afférents d'un montant de 11 000 \$. La contrepartie a été portée au compte *Bénéfices non répartis* pour un montant de 32 000 \$.

c) Montant cumulé des écarts de conversion qui figurent dans le poste *Cumul des autres éléments du résultat étendu*

Conformément à l'exemption facultative prévue dans IFRS 1, la Société a choisi de ramener à zéro tous les gains et pertes de change accumulées relativement à ses opérations étrangères. Le 1^{er} janvier 2010, un montant de 44 515 000 \$ a donc été transféré dans les *Bénéfices non répartis*.

d) Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles

Test de dépréciation

Selon les PCGR du Canada, une baisse de valeur est comptabilisée seulement lorsque la somme des flux de trésorerie futurs non actualisé est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Selon les IFRS, une baisse de valeur est comptabilisée lorsque la somme des flux de trésoreries futures actualisées est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Le 1^{er} janvier 2010, la Société a soumis ses immobilisations corporelles et les contrats de vente d'énergie à un test de dépréciation. À la suite de l'application de ce test, aucune dépréciation n'a été comptabilisée.

Méthode d'amortissement

Les centrales situées au Québec bénéficiant d'un contrat de vente à long terme sont amorties par composante selon la méthode linéaire sous les IFRS alors que sous les PCGR, elles étaient amorties selon l'amortissement à intérêts composés de 3 %. De plus, de nouvelles composantes ont été établies sous les IFRS et amorties distinctement.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Au 1^{er} janvier 2010 :

Immobilisations corporelles	(832 000) \$
Passifs d'impôts futurs	(253 000) \$
Bénéfices non répartis	(579 000) \$

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2010 :

Immobilisations corporelles	(220 000) \$
Passifs d'impôts futurs	(87 000) \$
Bénéfices non répartis	(133 000) \$

Charge d'amortissement	220 000 \$
Charge d'impôts sur le bénéfice	(87 000) \$

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

Pour la période de six mois close le 30 juin 2010 :

Immobilisations corporelles	(189 000) \$
Passifs d'impôts futurs	(80 000) \$
Bénéfices non répartis	(109 000) \$

Charge d'amortissement	189 000 \$
Charge d'impôts sur le bénéfice	(80 000) \$

e) Placement

Test de dépréciation

Selon les PCGR du Canada, une baisse de valeur est comptabilisée seulement lorsque la somme des flux de trésorerie futurs non actualisé est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Selon les IFRS, une baisse de valeur est comptabilisée lorsque la somme des flux de trésoreries futures actualisées est en-deçà de la valeur comptable nette des actifs. Le 1^{er} janvier 2010, le Fonds a soumis ses immobilisations corporelles et incorporelles à un test de dépréciation en fonction de ces UGT. Suite à l'application de ce test, le Fonds a comptabilisé une dépréciation de 55 072 000 \$ des immobilisations corporelles de la centrale de Senneterre. La part de Boralex dans le Fonds étant de 23,3 %, la quote-part de cette dépréciation équivaut donc à une diminution du placement de 12 832 000 \$, en tenant compte des impôts afférents d'un montant de 3 388 000 \$.

Cette dépréciation a été prise due au fait que les flux de trésorerie futurs actualisées prévus de cette centrale ne permettaient pas de recouvrer à long terme la valeur actuelle des immobilisations corporelles. Aux fins de la mise en œuvre du test de dépréciation, la valeur recouvrable de la centrale de Senneterre a été établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer la valeur d'utilité, on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières jusqu'à la date d'échéance du contrat de vente d'électricité soit en 2026. Les projections de flux de trésorerie avant impôts ont été actualisées par application d'un taux d'actualisation avant impôts de 12,14 %.

Méthode d'amortissement

Le Fonds a changé de méthode comptable pour les immobilisations corporelles et incorporelles. Les centrales situées au Québec bénéficiant d'un contrat de vente à long terme sont amorties par composante selon la méthode linéaire sous les IFRS alors que sous les PCGR du Canada, elles étaient amorties selon la méthode à intérêts composés de 3 %. De plus, de nouvelles composantes ont été établies sous les IFRS et amorties distinctement. Au 1^{er} janvier 2010, l'impact de ces changements, net du gain reporté, a été de 3 115 000 \$ en augmentation du placement dans le Fonds et ce, en tenant compte de la part de 23,3 % de Boralex dans le Fonds. Les impôts afférents ont été de 822 000 \$.

Les impacts des ajustements à la suite du test de dépréciation et le changement de méthode d'amortissement sont les suivants :

Au 1^{er} janvier 2010 :

Placement	(9 717 000) \$
Passifs d'impôts futurs	(2 566 000) \$
Bénéfices non répartis	(7 151 000) \$

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2010 :

Placement	31 000 \$
Passifs d'impôts futurs	7 000 \$
Bénéfices non répartis	24 000 \$

Part des résultats du Fonds	(31 000) \$
Charge d'impôts sur le bénéfice	7 000 \$

Pour la période de six mois close le 30 juin 2010 :

Placement	67 000 \$
Passifs d'impôts futurs	17 000 \$
Bénéfices non répartis	50 000 \$

Part des résultats du Fonds	(67 000) \$
Charge d'impôts sur le bénéfice	17 000 \$

Note 18. Adoption des normes internationales d'information financière (suite)

f) Rémunération à base d'actions

Selon les PCGR, la Société constatait sa charge de rémunération à base d'actions de façon linéaire et selon les IFRS, la charge de rémunération à base d'actions doit être constatée sur la durée d'acquisition des droits de chaque tranche.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Au 1^{er} janvier 2010 :

Passifs d'impôts futurs	(2 000) \$
Surplus d'apport	(5 000) \$
Bénéfices non répartis	7 000 \$

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2010 :

Passifs d'impôts futurs	(32 000) \$
Surplus d'apport	(123 000) \$
Bénéfices non répartis	155 000 \$

Charge de rémunération	(123 000) \$
Charge d'impôts sur le bénéfice	(32 000) \$

Pour la période de six mois close le 30 juin 2010 :

Passifs d'impôts futurs	(65 000) \$
Surplus d'apport	(246 000) \$
Bénéfices non répartis	311 000 \$

Charge de rémunération	(246 000) \$
Charge d'impôts sur le bénéfice	(65 000) \$

g) Effet de change

Selon les PCGR du Canada, lorsqu'une entité rembourse partiellement des avances intercompagnies à long terme, considérés comme faisant partie de son investissement net dans une filiale étrangère, un montant proportionnel des écarts de conversion cumulé est réalisé dans les résultats de la période. Selon les IFRS, une entité reconnaît les écarts de conversion cumulés dans les résultats de la période seulement au moment où il y a une disposition quasi-totale de l'investissement net dans la filiale étrangère.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2010 :

Bénéfices non répartis	1 038 000 \$
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 038 000) \$

Gain de change	(1 038 000) \$
----------------	----------------

Pour la période de six mois close le 30 juin 2010 :

Bénéfices non répartis	1 460 000 \$
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 460 000) \$

Gain de change	(1 460 000) \$
----------------	----------------

Profil

Boralex est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable totalisant une puissance installée de plus de 700 MW au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France. De plus, Boralex est engagée, seule ou avec ses partenaires européen et canadien, dans des projets énergétiques en développement représentant environ 400 MW additionnels.

Employant près de 350 personnes, Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production d'énergie – éolienne, hydroélectrique, thermique et plus récemment, solaire.

Les actions et les débentures convertibles de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX et BLX.DB respectivement.

Pour de plus amples renseignements, visitez www.boralex.com ou www.sedar.com.

BBO

Siège social

Boralex inc.
36, rue Lajeunesse
Kingsey Falls (Québec)
JoA1Bo Canada
T. 819 363-5860
F. 819 363-5866

Bureaux d'affaires

Boralex inc.
772, rue Sherbrooke Ouest
Bureau 200
Montréal (Québec)
H3A1G1 Canada
T. 514 284-9890
F. 514 284-9895

Boralex S.A.S.

2, rue Priez
59 000 Lille
France
T. +33 (0)3 28 36 55 02
F. +33 (0)3 28 36 54 96

www.boralex.com