BORALEX Rapport annuel 2009

PROFIL

Boralex est une importante société indépendante productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de centrales d'énergie renouvelable.

Employant plus de 300 personnes, la Société exploite 29 sites totalisant une puissance installée de 417 mégawatts (« MW ») au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France. En outre, la Société est engagée, seule ou avec ses partenaires européen et canadien, dans des projets énergétiques en développement représentant plus de 300 MW additionnels, dont près de 100 MW seront mis en exploitation d'ici la fin de l'exercice 2010. Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans trois secteurs de production d'énergie – éolienne, hydroélectrique et thermique.

De plus, Boralex détient 23 % des parts de Fonds de revenu Boralex énergie qui regroupe dix centrales d'une puissance installée de 190 MW, au Québec et aux États-Unis. La gestion de ces sites est effectuée par Boralex.

Les actions de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto (TSX) sous le symbole BLX.

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

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	2009	2008 (1)	2007	2006
EXPLOITATION				
Produits de la vente d'énergie	184 779	197 246	163 338	120 002
Part des résultats du Fonds	(2 090)	7 826	6 830	10 023
BAIIA ⁽²⁾	57 325	68 835	61 284	42 822
Bénéfice net	24 439	20 410	21 607	14 765
Marge brute d'autofinancement ⁽²⁾	47 413	55 200	51 548	24 518
INVESTISSEMENTS				
Nouvelles immobilisations corporelles	84 532	44 577	22 478	19 201
Projets en développement	10 337	5 617	4 609	848
Acquisition d'entreprises	53 758	5 781	-	6 749
SITUATION FINANCIÈRE				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37 821	69 195	79 195	13 899
Immobilisations corporelles	413 539	330 443	258 712	280 136
Placement ⁽³⁾	55 446	69 348	67 321	75 553
Actif total	663 767	622 954	514 212	475 675
Dette à long terme	197 116	158 035	148 747	192 493
Capitaux propres	340 030	362 720	284 421	181 795
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A				
Bénéfice net par action (de base – en dollars)	0,65	0,54	0,63	0,49
Capitaux propres par action en circulation à la fin de l'exercice (en dollars)	9,01	9,61	7,60	6,06
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	37 741	37 740	34 403	30 034
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	37 741	37 741	37 455	30 050
RATIO				
Ratio d'endettement à long terme/capitalisation totale aux livres	38,3 %	25,2 %	26,2 %	55,7 %

⁽¹⁾ Certaines données de 2008 ont été reclassées pour refléter la présentation adoptée en 2009.

INFORMATION BOURSIÈRE

Au 31 décembre 2009

Titre : Actions de catégorie A

Symbole: BLX Bourse: Toronto

Actionnaire principal : Cascades inc. $34\,\%$

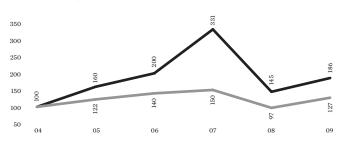
TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

Exercice terminé le	Actions émises et en circulation	Haut*	Bas	Fermeture
31 décembre 2009	37 740 921	9,96\$	5,00\$	9,70\$
31 décembre 2008	37 740 921	18,00\$	6,22\$	7,55\$

^{*} Plus haut cours de fermeture

ÉVOLUTION DU COURS DE L'ACTION BLX (TSX)

Placement de 100 \$ effectué le 31 décembre 2004



■ BLX (Rendement annuel composé sur 5 ans : 13,24 %)

 $\blacksquare \;\; \text{Indice S\&P/TSX} \;\; \text{(Rendement annuel composé sur 5 ans : 4,90 \%)}$

⁽²⁾ Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») ainsi que la marge brute d'autofinancement ne sont pas des mesures conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada. Se référer à l'Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux PCGR aux pages 16 et 17.

⁽³⁾ Le placement représente la participation de la Société dans le Fonds.

L'exercice 2009 en bref

Le dernier exercice a été marqué du sceau de l'EXPANSION. À la suite des nombreux développements réalisés ou entrepris en 2009, la puissance installée totale de Boralex aura augmenté de près de 50% à la fin de l'exercice 2010 par rapport au début de 2009. Cette croissance, initiée en pleine crise économique mondiale, témoigne de la QUALITÉ des projets de Boralex, du DYNAMISME de son personnel et de sa CRÉDIBILITÉ auprès de ses partenaires financiers et stratégiques.

DÉVELOPPEMENT

- Investissements de 155 M\$ dans l'acquisition et le développement d'actifs de production d'énergie renouvelable principalement éolienne — et dans l'optimisation des actifs existants
- Mise en place de nouveaux financements bancaires de 68,7 M\$ malgré la sévère contraction des marchés du crédit
- Conclusion d'un partenariat financier et stratégique avec le fonds d'investissement européen Cube Infrastructure Fund (« Cube »), afin d'accélérer le développement et consolider le leadership de Boralex en Europe dans la production d'énergie renouvelable
- De 351 MW au 1^{er} janvier 2009, la puissance installée totale de Boralex atteignait 417 MW en mars 2010 et augmentera jusqu'à 517 MW d'ici à la fin de l'exercice 2010, dont une part de plus de 60 % assortie de contrats à long terme aux tarifs indexés de vente d'électricité

PERFORMANCE

- Le volume de production est passé de 1 623 293 MWh en 2008 à 1 574 874 MWh en 2009, en baisse de 3 % et les produits de la vente d'énergie sont passés de 197,2 M\$ en 2008 à 184,8 M\$ en 2009, en baisse de 6 % en raison du contexte économique difficile dans le nord-est des États-Unis
- Excluant la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale du Fonds, BAIIA de 62,9 M\$ par rapport à un BAIIA record de 68,8 M\$ en 2008
- Gain sur dilution de 13,9 M\$ représentant la plus-value réalisée sur l'investissement initial de Cube dans la structure européenne de Boralex, ce qui témoigne de la grande qualité des actifs de la Société
- Bénéfice net de 24,4 M\$ en 2009 comparativement à 20,4 M\$ en 2008
- Marge brute d'autofinancement de 47,4 M\$ ou 1,26 \$ par action, en baisse de 14.1 % sur l'année précédente
- Maintien d'un solide bilan: au 31 décembre 2009, encaisse de 37,8 M\$ et coefficient d'endettement total net / capitalisation aux livres de 38,3 %

Au cours de l'exercice 2010, malgré les défis auxquels continueront de faire face les centrales œuvrant sur le marché libre de la Nouvelle-Angleterre, Boralex pourra miser sur l'exploitation et la mise en service graduelle, au Canada et en Europe, d'une puissance additionnelle de 170 MW par rapport au début de 2009.

4 ÉNERGIE ÉOLIENNE

Près de 136 M\$ investis dans l'acquisition et le développement de sites au Canada et en Europe

 Augmentations de 10,9 % et 11,8 % respectivement des produits et du BAIIA du secteur dans son ensemble

EUROPE (60 MW additionnels en 2010):

- Mise en service de 4,6 MW du parc
 Cham Longe II au début février 2010
- Acquisition et développement du parc Chasse-Marée de 9,2 MW (mise en service prévue pour avril 2010)
- Conclusion d'un partenariat avec Cube qui pourrait injecter jusqu'à 33 M€ pour se prévaloir d'une participation maximale de 30 % dans les opérations européennes de Boralex
- Acquisition de trois parcs éoliens totalisant 47 MW, soit le parc Bel Air de 7 MW (déjà en exploitation) et les parcs Le Grand Camp et Ronchois de 10 MW et 30 MW respectivement (mises en service prévues pour l'été 2010)
- Poursuite des démarches de développement en Italie

CANADA (90 MW additionnels):

- Construction et mise en service entre décembre 2009 et février 2010 de la phase I de 40 MW du site Thames River, en Ontario
- Qualification du site Thames River (phases I et II) au programme de tarification bonifiée Advanced RESOP
- Début du développement de la phase II de 50 MW du site Thames River (mise en service prévue pour le quatrième trimestre de 2010)
- Avancement et optimisation des deux projets totalisant 272 MW de la Seigneurie de Beaupré au Québec (mises en service prévues pour la fin de 2013)

En 2010, le secteur éolien deviendra le plus important secteur d'exploitation de Boralex, avec une puissance installée et contractée qui atteindra 260 MW (excluant les possibilités d'acquisitions en Europe). Cette contribution accrue rehaussera la rentabilité globale et la stabilité des flux de trésorerie de la Société, tout en diminuant ses risques.

ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE

Faiblesse des prix de vente aux États-Unis en partie compensée par la bonne contribution de la nouvelle centrale canadienne

- Baisse de 12,1 % des produits et de 30,1 % du BAIIA en raison de la chute des prix de vente de l'électricité sur le marché libre de la Nouvelle-Angleterre
- Acquisition de la centrale d'Ocean Falls en Colombie-Britannique (Canada) d'une puissance installée 14,5 MW (2 MW actuellement en exploitation), dotée d'un contrat à long terme de vente d'électricité
- Acquisition des droits de développement de deux autres projets dans le nord de la Colombie-Britannique, d'une puissance potentielle additionnelle de 10 MW
- Poursuite des démarches pour développer des projets d'hydroélectricité en partenariat avec certaines municipalités du Québec

À moyen terme, Boralex vise à accroître la taille de ce secteur dans les régions canadiennes offrant un bon potentiel hydrologique, incluant la Colombie-Britannique.

ÉNERGIE THERMIQUE

Maintien d'une bonne performance en dépit du contexte économique difficile aux États-Unis

- Baisse de 9,2 % des produits du secteur des résidus de bois due au recul des ventes de RECs, du volume de production et des prix de vente moyens attribuable à la récession économique aux États-Unis
- Baisse de 1,2 % seulement du BAIIA de ce secteur, les effets de la conjoncture défavorable ayant été compensés par une stratégie efficace de vente à terme et de swaps financiers, une diminution du coût des matières premières et des frais d'entretien, ainsi que l'incidence favorable des devises
- Retombées positives du programme 2006-2008 d'optimisation globale de la performance des centrales alimentées en résidus de bois
- Investissements additionnels de plus de 13 M\$ dans l'amélioration des équipements de production et le renforcement des ententes d'approvisionnement en résidus de bois
- Arrivée à terme, en décembre 2009, du programme américain de crédits d'impôt à la production d'énergie renouvelable (crédits de 13.9 M\$ obtenus en 2009)
- Au début de 2010, qualification des six centrales aux résidus de bois au programme américain Biomass Crop Assistance Program (« BCAP ») offrant des subventions pour la récolte et la transformation des résidus forestiers, ce qui générera des économies de 6 M\$ US pour Boralex au cours des prochains trimestres
- Ententes fermes pour la vente à terme de 23,8 M\$ de RECs d'ici décembre 2012 (dont 16,8 M\$ en 2010) et contrats incluant des swaps financiers couvrant 65 % de la production d'électricité anticipée pour 2010
- Stabilité relative du BAIIA de la centrale française de cogénération au gaz naturel, la chute importante de ses prix de vente ayant été compensée par une baisse équivalente du coût de sa matière première

En réponse à un contexte d'affaires qui demeure difficile, en plus de ses efforts d'optimisation continue, le secteur des résidus de bois continuera de capitaliser sur son positionnement et son expertise dans la production d'énergie renouvelable pour tirer avantage de l'ouverture accrue des gouvernements envers ce mode de production.

Malgré la crise économique mondiale, l'exercice 2009 a été l'un des plus constructifs de l'histoire de Boralex. Non seulement la Société a-t-elle traversé cette période de turbulence en maintenant une bonne performance financière, mais elle en est sortie plus forte. Les actifs acquis et développés en 2009, jumelés à la finalisation de nombreux projets au cours des prochains mois, feront en sorte que notre puissance installée dépassera le cap des 500 MW d'ici la fin de l'exercice 2010. Il s'agit d'une expansion de près de 50 % par rapport à la puissance installée de Boralex en début d'exercice 2009. Alors que le marché mondial des capitaux était pratiquement paralysé et les nouveaux projets énergétiques, quasi inexistants, nous avons réussi à lever près de 92 M\$ en nouveaux financements, incluant une injection de capital par notre nouveau partenaire européen *Cube Infrastructure Fund* (« Cube »). En 2009, Boralex a investi près de 155 M\$ dans l'expansion de sa base d'actifs, en majeure partie dans le secteur éolien qui deviendra d'ici quelques mois le plus important secteur de Boralex.

PERFORMANCE FINANCIÈRE:

MALGRÉ LE CONTEXTE ÉCONOMIQUE, BONNE RENTABILITÉ DES OPÉRATIONS DE BORALEX ET CRÉATION DE PLUS-VALUE POUR SES ACTIONNAIRES

Au cours de l'exercice 2009, Boralex a réalisé un bénéfice d'exploitation (ou BAIIA) de 57,3 M\$ par rapport à 68,8 M\$ en 2008. Ce repli résulte en majeure partie d'une diminution de 10,2 M\$ de la part de Boralex dans les résultats du Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds ») attribuable à une détérioration importante du contexte d'affaires de sa centrale thermique de Dolbeau, qui a notamment entraîné une dépréciation des immobilisations corporelles de cette dernière. À elle seule, cette dépréciation a eu un impact de 5,6 M\$ sur le BAIIA de Boralex en 2009 et de 4,1 M\$ sur son bénéfice net. Faisant abstraction des résultats du Fonds, le BAIIA généré par la base opérationnelle de Boralex s'est chiffré 58,3 M\$ en 2009, reflétant une baisse de 1,3 M\$ par rapport aux résultats opérationnels records de l'exercice 2008. Le secteur éolien a notamment accru son BAIIA de 11,8 %. Ceci a compensé pour le recul de la rentabilité du secteur hydroélectrique causé par la chute des prix de vente de l'électricité en Nouvelle-Angleterre par rapport à leur niveau élevé de 2008. Malgré ce dernier facteur ainsi que le recul des prix des RECs au Connecticut, le bénéfice d'exploitation du secteur des résidus de bois n'a reculé que de 1,2 % grâce, principalement, à ses stratégies efficaces de vente à terme d'électricité et de RECs, à la baisse du coût de ses matières premières, à l'optimisation de l'ensemble de ses opérations au cours des derniers exercices ainsi qu'à l'incidence favorable de la fluctuation des devises. Quant à la centrale française alimentée au gaz naturel, la structure de ses opérations fait en sorte que les variations de ses prix de vente sont contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première, ce qui en fait une source relativement stable de profits et de flux monétaires pour Boralex.

Boralex a clos l'exercice 2009 avec un bénéfice net de 24,4 M\$ ou 0,65 \$ par action. Ce résultat inclut un gain de 13,9 M\$ sur dilution de la participation de Boralex dans sa structure européenne, à la suite de l'injection par le nouveau partenaire européen Cube, d'une mise de fonds initiale de 15 M€ lui accordant une participation de 16 %. Selon l'entente survenue entre Boralex et Cube, ce dernier pourrait souscrire jusqu'à 33 M€ d'ici décembre 2012 pour se prévaloir d'une participation pouvant aller jusqu'à 30 % dans les opérations européennes de Boralex. Nous sommes très heureux de ce partenariat avantageux pour les deux parties, flexible et créatrice de valeur pour les actionnaires de Boralex. D'abord, l'injection de capitaux par Cube engendre une plus-value immédiate par rapport à l'investissement fait par Boralex dans ses opérations européennes depuis 2002. Ensuite et surtout, les capitaux fournis par Cube permettront de développer ou d'acquérir l'équivalent d'une puissance additionnelle de 110 MW, sans mise de fonds supplémentaire de la part de Boralex. Grâce à ce partenariat, Boralex sera donc en mesure d'accélérer son expansion en France et dans certains autres pays d'Europe, et ce, non seulement dans le secteur éolien, mais dans celui de l'énergie solaire.

Le moment pour conclure une telle transaction n'aurait pu être mieux choisi, puisque la récession mondiale a eu pour effet de faire naître des occasions d'acquisition d'actifs opérants ou de projets de développement à prix plus abordables qu'auparavant, en plus d'abaisser le coût des éoliennes en raison de la rareté des nouveaux projets.

DÉVELOPPEMENT:

PRÈS DE 136 M\$ CONSACRÉS À L'EXPANSION DE NOTRE SECTEUR ÉOLIEN EN 2009

Environ 88% de tous les investissements de 2009 ont été alloués à l'implantation de Boralex dans le marché de la production d'énergie éolienne au Canada et à l'expansion de ce secteur en Europe. L'un des faits marquants de l'exercice a été la finalisation de la phase I de 40 MW du site Thames River en Ontario (Canada). Les quatre parcs de ce premier site ont été démarrés et rodés en décembre 2009 et janvier 2010, les mises en service commerciales étant entièrement complétées au début février 2010. Non seulement s'agit-il du plus important projet éolien réalisé à ce jour par Boralex au Canada, mais le fait qu'il ait été mené à bien en pleine crise économique et financière mondiale constitue, en soi, un véritable exploit dont il y a tout lieu de féliciter notre équipe. En plus de réussir à mettre en place le financement requis, celle-ci a négocié et obtenu de l'Ontario Power Authority que les termes de notre contrat de vente d'électricité de 20 ans soient bonifiés en vertu du nouveau programme Advanced RESOP pour la production d'énergie renouvelable. Ce changement aura un impact favorable de l'ordre de 15 \$ par MWh, ce qui augmentera de façon significative le rendement de ces actifs. La phase II de 50 MW du site Thames River, que nous compléterons au quatrième trimestre de l'exercice 2010, sera également éligible au programme Advanced RESOP. Les travaux de construction des routes et d'execavation sur ce site sont en cours et Boralex a récemment finalisé une entente avec un prêteur qui couvrira au financement de la phase II en plus de refinancer la phase I.

Par ailleurs, le développement, en partenariat avec Gaz Métro, des deux parcs totalisant 272 MW de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, progresse comme prévu. En 2009, en plus d'obtenir le feu vert environnemental des instances gouvernementales, nous avons

6

complété une cinquième année d'étude de vent confirmant l'excellent potentiel éolien de ce site. D'autres analyses plus poussées ont également été conduites afin d'optimiser ces projets prometteurs, qui seront mis en service à la fin de l'année 2013. Au cours de l'exercice 2010, nous entreprendrons la construction du réseau routier et poursuivrons nos démarches en vue de mettre en place le financement au cours des 18 prochains mois. Rappelons, à cet effet, que la presque totalité des déboursés relatifs aux projets de la Seigneurie de Beaupré se feront en 2012 et 2013.

Du côté européen, nous avons acquis le parc Cham Longe II d'une puissance installée de 4,6 MW, en exploitation depuis le début février 2010, et le parc éolien Chasse-Marée, de 9,2 MW, qui sera mis en service au deuxième trimestre de 2010. Le 29 décembre 2009, quelques jours après la transaction avec Cube, Boralex a fait l'acquisition de trois parcs éoliens en France, d'une puissance installée totalisant 47 MW. L'un d'entre eux, de 7 MW, est en exploitation depuis près de quatre ans. Les deux autres parcs, de 10 et 30 MW respectivement, étaient déjà en construction lors de leur acquisition et seront mis en service au cours de l'été 2010. Cette expansion fera de Boralex l'un des cinq plus importants producteurs — et le plus important producteur indépendant — d'énergie éolienne en France. Elle illustre bien le genre de possibilités d'achat de projets ou d'actifs énergétiques qui existent actuellement en Europe, ainsi que l'avantage que nous confère notre partenariat avec Cube.

De plus, étant donné que le financement cadre mis en place en France en 2007 arrive à échéance en décembre 2010, nous sommes actuellement en discussion avec le prêteur afin d'obtenir une extension de ce financement en ce qui a trait à sa durée, son montant et sa portée géographique et sectorielle. Nous visons notamment à ce que le financement puisse s'appliquer à d'autres pays européens, dont l'Italie où nous poursuivons actuellement un projet éolien avec un partenaire, et à d'autres secteurs dont celui de l'énergie solaire.

À cet effet, nous développons actuellement un premier parc solaire de 4,5 MW utilisant la technologie photovoltaïque sur notre site éolien Avignonet-Lauragais, dans le sud de la France. D'autres projets totalisant 40 MW sont à l'étude en France et nous explorons également le potentiel de ce marché en Espagne. Comme elle l'a fait depuis 2002 dans le secteur éolien, Boralex entend développer une expertise et un leadership dans la production d'énergie solaire en Europe, où les tarifs accordés pour ce type d'énergie sont particulièrement avantageux. De plus, le ralentissement économique, jumelé au développement technologique, a eu pour effet d'abaisser significativement le coût des équipements au cours des deux dernières années.

Dans le secteur **hydroélectrique**, le principal développement de 2009 a été l'acquisition de la centrale d'Ocean Falls en Colombie-Britannique, au coût de 19 M\$ réparti sur trois ans. Actuellement, 2 MW sont en exploitation à cette centrale dont la puissance installée est de 14,5 MW. Comme elle est dotée d'un contrat à long terme de vente d'énergie à prix avantageux, cette centrale aura un effet favorable significatif sur le prix de vente moyen et la stabilité des produits de notre secteur hydroélectrique lorsque Boralex mettra en valeur sa puissance installée totale, en fonction des possibilités de développement de débouchés additionnels ou de solutions d'interconnexion. De plus, la puissance installée de cette centrale pourrait être éventuellement augmentée à plus de 35 MW. En 2009, Boralex a aussi acquis les droits sur deux projets totalisant 10 MW dans la même région, dont la mise en valeur sera envisagée dans une perspective à moyen terme.

Finalement, plus de 13 M\$ ont été investis dans le secteur de l'énergie thermique alimentée en résidus de bois en 2009, incluant près de 9 M\$ pour élargir son programme d'achat et de location d'équipements principalement des broyeurs, liés à sa stratégie d'approvisionnement en résidus forestiers. En vertu de cette stratégie fondée sur un partenariat avec un groupe croissant de fournisseurs, les résidus forestiers en provenance de ces fournisseurs représentent dorénavant plus de 80 % de la matière première consommée par ce secteur. Ceci confère à Boralex un avantage considérable dans le cadre du *Biomass Crop Assistance Program* (« BCAP ») mis en vigueur en 2009 par le gouvernement fédéral américain afin de favoriser le développement des énergies vertes. Le BCAP, auquel nos six centrales aux résidus de bois se sont qualifiées, attribue des subventions aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers destinés, notamment, à la production d'énergie électrique. Nous estimons que ce programme générera pour Boralex des économies de 6 M\$ US de nos coûts d'approvisionnement au cours des prochains trimestres.

PERSPECTIVES:

UNE PERFORMANCE NOURRIE PAR L'EXPANSION DU SECTEUR ÉOLIEN

En 2010 et pour les exercices ultérieurs, le secteur éolien sera sans l'ombre d'un doute le principal moteur de la performance financière de Boralex. En décembre 2009, soit vers la toute fin du dernier exercice financier, le démarrage des deux premiers parcs du site Thames River et l'acquisition d'un parc opérant en France ont ajouté 27 MW à notre base de production d'énergie éolienne. Puis en janvier 2010, 25 MW additionnels ont été mis en service dans le cadre de la phase I du site Thames River et du parc Cham Longe II. Par conséquent, la puissance installée du secteur éolien de Boralex atteint aujourd'hui 160 MW — dont 120 MW en France et 40 MW au Canada — ce qui représente une croissance de 48 % par rapport à la même date en 2009. Ces nouveaux actifs, qui sont tous assortis de contrats de vente d'électricité à long terme à tarifs avantageux, contribueront ainsi aux résultats de Boralex pour des périodes de 11 à 12 mois en 2010. En outre, les parcs de Chasse-Marée, Le Grand Camp et Ronchois apporteront une contribution additionnelle représentant un total de 49 MW à partir des deuxième et troisième trimestres de 2010, faisant de la production éolienne le plus important secteur d'activités de Boralex. À la fin de 2010, finalement, la mise en service de la phase II du site Thames River ajoutera 50 MW au secteur éolien, de sorte que Boralex entreprendra l'exercice 2011 avec une puissance éolienne installée de 260 MW.

Cette expansion aura un effet bénéfique important sur la composition des revenus de Boralex, en faisant passer la proportion de la puissance installée de la Société faisant l'objet de contrats à long terme aux prix de vente indexés de 55 % au 31 décembre 2009, à 63,5 % à la fin de l'exercice 2010. Avec la mise en service des deux parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré au Québec, en décembre 2013, cette proportion augmentera à plus de 70 %, sans compter les possibilités d'acquisitions, assurant à Boralex une source accrue de produits offrant des marges bénéficiaires supérieures et des flux monétaires plus stables et prévisibles.

Notre secteur des résidus de bois, cependant, continuera vraisemblablement à faire face à des conditions de marché contraignantes en 2010, incluant un taux de change défavorable, un avantage moins important qu'en 2009 relativement aux contrats de vente à terme de l'électricité et de swaps financiers, ainsi que la fin du programme de crédits d'impôt, bien qu'il demeure possible que ce dernier soit rétabli par le Congrès américain. Par contre, ces contraintes seront en bonne partie atténuées par les économies substantielles générées par le BCAP jumelées, comme nous l'anticipons, à une hausse progressive des prix de vente de l'électricité et à une stabilisation des prix des RECs. À moyen terme, nous pensons que notre secteur des résidus de bois continuera de représenter une source significative de profits et de liquidités pour Boralex, compte tenu de son positionnement et de son expertise dans la production d'énergie renouvelable, incluant sur le marché des RECs, et de l'ouverture grandissante du gouvernement américain envers ce mode de production.

Enfin, les résultats du Fonds en 2010 devraient continuer à souffrir des difficultés de l'industrie forestière au Québec et d'un taux de change défavorable sur les résultats de ses centrales américaines. Devant ces perspectives, le Fonds a annoncé que les distributions versées aux porteurs de parts seront réduites de 0,70 \$ à 0,40 \$ par part de fiducie sur une base annualisée, et ce, à compter de la distribution payée en février 2010. Cette diminution aura pour effet de diminuer ses flux monétaires de 3,8 M\$ en 2010.

CONCLUSION:

EN ROUTE VERS L'ATTEINTE DE L'OBJECTIF D'UNE PUISSANCE CONTRACTÉE DE 1 000 MW

Au cours des deux à trois prochains exercices, nos principaux objectifs seront les suivants :

- en Europe, maximiser les avantages de notre partenariat avec Cube en réalisant d'autres acquisitions dans le secteur éolien et en développant une base d'activités dans le celui de l'énergie solaire;
- au Canada, optimiser la production de la phase I et mettre en service la phase II du site Thames River, et poursuivre le développement des deux projets de la Seigneurie de Beaupré en vue d'une mise en service à la fin de 2013.

Avec la mise en service des parcs de la Seigneurie de Beaupré, notre puissance installée atteindra plus de 650 MW, dont plus de 70 % assortis de contrats à long terme, ce qui alimentera la croissance financière de Boralex jusqu'en 2014. Qui plus est, nous sommes déjà à préparer le prochain cycle de développement par l'identification et la mise en œuvre de nouveaux projets, principalement en Amérique du Nord, qui seront mis en service à partir de 2014. Au Québec, entre autres, nous déposerons au printemps 2010 un certain nombre de projets éoliens et hydroélectriques dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec visant à implanter des actifs de production d'énergie en partenariat avec des municipalités et des communautés autochtones. Nous étudions tout particulièrement la possibilité de tirer avantage de l'excellent potentiel du site de la Seigneurie de Beaupré afin d'y ériger des parcs éoliens additionnels. En Ontario, nous évaluerons en temps opportun la décision de mettre en valeur le projet éolien de Merlin-Buxton d'une puissance installée potentielle d'environ 90 MW, dont nous avons acquis les droits. La valorisation du plein potentiel de la centrale d'Ocean Falls et l'acquisition ou le développement d'autres sites hydroélectriques en Colombie-Britannique font également partie de nos projets à moyen et long terme.

À en juger par la performance et les réalisations accomplies en 2009 en pleine récession économique mondiale, nous ne pouvons qu'être optimistes quant aux perspectives de Boralex dans un contexte de reprise économique, alors que les opportunités abondent sur le marché. La gestion rigoureuse et prudente de nos opérations et de nos investissements nous aura permis de préserver une rentabilité satisfaisante, une capacité d'autofinancement importante et une bonne santé financière. Surtout, notre succès à obtenir du financement et à mener à bien nos projets malgré la contraction des marchés de capitaux atteste de la qualité des projets développés par Boralex et de sa crédibilité aux yeux de ses partenaires financiers et stratégiques.

Ces forces sont des gages de succès futur pour Boralex, d'autant plus qu'elles relèvent de notre ressource première—l'expertise de nos employés—dont nous tenons à souligner le dynamisme, le dévouement et la grande compétence. Nous les remercions sincèrement, de même que les membres du conseil d'administration de Boralex, ses actionnaires et ses partenaires.

(s) signé (s) signé

BERNARD LEMAIRE PATRICK LEMAIRE
Président exécutif du conseil d'administration Président et chef de la direction

Mars 2010

8 Rapport de gestion

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est une importante société indépendante productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de centrales d'énergie renouvelable. Employant plus de 300 personnes, la Société exploite 29 sites totalisant une puissance installée de 417 mégawatts (« MW ») au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France.

Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans trois secteurs de production d'énergie :

- Boralex exploite actuellement un portefeuille éolien de 160 MW en Europe et au Canada. Au cours des dernières années, Boralex s'est hissée parmi les producteurs d'énergie éolienne les plus importants et les plus expérimentés en France, où elle exploite actuellement 10 parcs regroupant 73 éoliennes d'une puissance installée totale de 119 MW. De plus, elle œuvre actuellement au développement de trois autres parcs éoliens en France, dont la mise en service en 2010 ajoutera à son portefeuille éolien une puissance installée de 49 MW. Récemment, Boralex s'est aussi implantée dans le secteur éolien au Canada où elle a mis en service, en décembre 2009 et janvier 2010, la phase I de 40 MW du site Thames River situé en Ontario. La phase II de 50 MW de Thames River sera mise en service avant la fin de l'exercice 2010. En outre, Boralex œuvre avec un partenaire au développement de deux parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, d'une puissance totalisant 272 MW qui seront mis en service à la fin de 2013.
- Boralex détient une expertise de plus de 15 ans dans la production d'énergie hydroélectrique. Elle possède et exploite huit centrales de ce type, soit cinq aux États-Unis, deux au Québec et une en Colombie-Britannique. Ce secteur combine une puissance installée de près de 40 MW, dont 27 MW sont actuellement en production.
- Boralex possède et exploite sept centrales de production d'énergie thermique d'une puissance installée totalisant 218 MW. Six d'entre elles, d'une puissance de 204 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 en France une centrale de cogénération au gaz naturel de 14 MW.

En plus de ses propres centrales, Boralex gère également, au Québec et dans le nord-est des États-Unis, 10 centrales d'une puissance installée totalisant 190 MW appartenant à Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), dont elle détient 23 % des parts.

Les actions de Boralex, qui sont détenues à 34 % par Cascades inc., se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX.

COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION GÉNÉRAL

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie des périodes de trois mois et de l'exercice de douze mois terminés le 31 décembre 2009 par rapport aux périodes correspondantes de trois et 12 mois terminées le 31 décembre 2008, de même que sur la situation financière de la Société à ces dates. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés vérifiés et les notes afférentes contenus dans le présent rapport annuel, portant sur l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

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

Dans le présent rapport de gestion, 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, ainsi que les entités à détenteurs de droits variables dont elle est le principal bénéficiaire.

Les renseignements contenus dans ce rapport de gestion tiennent compte de tout événement important survenu jusqu'au 24 février 2010, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers consolidés et le rapport de gestion annuel.

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport, ainsi que les montants apparaissant dans les tableaux, sont exprimés en dollars canadiens. Dans le présent rapport de gestion, 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 24 février 2010.

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 de l'industrie, ainsi que certains autres facteurs qui sont décrits aux rubriques *Perspectives* et *Facteurs de risque et incertitudes* présentées plus loin 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 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS

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 principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR »). 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 gestion, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») car cette mesure permet 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, laquelle correspond aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement. La direction et les investisseurs utilisent cette mesure afin d'évaluer la capacité de la Société de financer ses projets d'expansion à même ses activités d'exploitation.

Des renseignements sont fournis à la rubrique *Information supplémentaire sur les mesures non conformes aux PCGR* du présent rapport de gestion, permettant de faire un rapprochement entre les mesures du BAIIA et de la marge brute d'autofinancement avec certains postes des états des résultats et des flux de trésorerie consolidés de Boralex.

10 SAISONNALITÉ

(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)				2009
Trimestres terminés les :	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	9 083	8 018	5 797	10 974
Centrales hydroélectriques	2760	2842	1779	2 948
Centrales thermiques – résidus de bois	38 181	28 338	29 841	27 031
Centrale thermique – gaz naturel	7 174	2558	2 259	5 196
	57 198	41756	39 676	46 149
BAIIA				
Sites éoliens	7 215	6242	4 247	9 085
Centrales hydroélectriques	1709	1785	301	1743
Centrales thermiques – résidus de bois	11 803	8 148	10 685	9 359
Centrale thermique – gaz naturel	1 511	(145)	(126)	915
Corporatif et éliminations	(1 286)	(3 088)	(3 662)	(9 117)
	20 952	12 942	11 445	11 985
BÉNÉFICE NET	7 212	1817	698	14 712
De base par action, en dollars	0,19	0,05	0,02	0,39
Dilué par action, en dollars	0,19	0,05	0,02	0,39
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires				
en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 740 921	37 740 921

(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)				2008
Trimestres terminés les :	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	10 065	6 677	5 859	7 942
Centrales hydroélectriques	3 790	3 200	1920	2844
Centrales thermiques – résidus de bois	33 877	27 113	37 866	37 040
Centrale thermique – gaz naturel	6723	2674	3 166	6 490
	54 455	39 664	48 811	54 316
BAIIA				
Sites éoliens	8 504	5 043	4 361	6 059
Centrales hydroélectriques	3 034	2 391	847	1 647
Centrales thermiques – résidus de bois	11 071	6 795	13 558	9 0 6 4
Centrale thermique – gaz naturel	1321	(204)	(157)	1378
Corporatif et éliminations	(39)	(1450)	(1844)	(2544)
	23 891	12 575	16 765	15 604
BÉNÉFICE NET	9 232	1101	5 679	4 398
De base par action, en dollars	0,25	0,03	0,15	0,12
Dilué par action, en dollars	0,24	0,03	0,15	0,12
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires				
en circulation (de base)	37 566 967	37 818 503	37 831 382	37 740 921

Les opérations et les résultats d'une partie des sites de la Société sont soumis à un cycle saisonnier qui varie selon les secteurs. De plus, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non.

En effet, pour les 20 sites de Boralex disposant de contrats de vente d'électricité à long terme selon des prix déterminés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume de production. Quant aux neuf centrales 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.

D'autre part, le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est influencé en grande partie par les cours du gaz naturel qui sont sujets à une grande 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 permettent aux centrales qui ne possèdent pas de contrat à long terme de vente d'électricité d'obtenir des prix moyens plus élevés. Dans le cas des centrales alimentées en résidus de bois, puisqu'elles sont en mesure de contrôler leur niveau de production, elles fonctionnent à une cadence plus élevée durant ces 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. De plus, la Société utilise des instruments financiers de couverture pour des périodes pouvant aller jusqu'à trois ans pour fixer une partie des prix des centrales qui n'ont pas de contrats de vente d'électricité à long terme et ainsi atténuer partiellement les effets saisonniers sur les prix.

Dans le secteur éolien, les conditions de vent en France, aussi bien qu'en Ontario (Canada), sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième trimestres de Boralex. Toutefois, pour les parcs en France situés en haute altitude, 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.

L'influence de ce cycle saisonnier sur les résultats de la Société s'accentuera au cours des prochaines années, puisque le secteur éolien est appelé, en vertu du plan stratégique de Boralex, à occuper une part grandissante dans son portefeuille d'actifs énergétiques et dans la composition de ses revenus et de son bénéfice d'exploitation. Notons à cet effet qu'avec la mise en service des parcs éoliens actuellement en développement en France et au Canada, le secteur éolien regroupera une puissance installée de près de 260 MW d'ici la fin de l'exercice 2010, la part de Boralex étant d'environ 230 MW, ce qui en fera le plus important secteur d'exploitation de la Société.

Quant aux centrales hydroélectriques, leur volume de production 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 forces hydrauliques tendent historiquement à diminuer en hiver et durant l'été. Il est à noter que les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il leur serait possible de régulariser les forces hydrauliques.

Enfin, en vertu du contrat de vente à long terme qui lie la centrale française alimentée au gaz naturel à 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 les cinq mois de la période d'hiver seulement.

Par ailleurs, le placement que Boralex détient dans le Fonds est aussi soumis à un cycle saisonnier. En effet, environ 55 % de la production du Fonds est hydroélectrique et donc exposée aux mêmes effets sur son volume que les centrales de Boralex de ce type. Cependant, toutes les centrales du Fonds possèdent des contrats de vente d'électricité à long terme et ne sont donc pas soumises à un cycle saisonnier des prix. Toutefois, certaines des centrales du Fonds reçoivent une prime pour leur production réalisée dans les mois de décembre à mars, ce qui résulte typiquement en une augmentation de la rentabilité du Fonds aux premier et quatrième trimestres.

En résumé,

bien que la performance de Boralex soit soumise à un cycle saisonnier, ce facteur est atténué, dans une certaine mesure, par le poids grandissant de ses revenus provenant de contrats à prix fixes et indexés, par la diversification croissante de ses sources de production, par l'utilisation partielle d'instruments financiers de couverture sur les prix, et le positionnement géographique diversifié de ses actifs. De plus, la Société cherche à développer des sources complémentaires afin d'accroître et de sécuriser son chiffre d'affaires ou encore, d'abaisser ses coûts. Par exemple, elle participe au marché de la vente de certificats d'énergie renouvelable pour Renewable Energy Certificates (« RECs ») et au Forward Capacity Market dans le nord-est des États-Unis, aux marchés de la vente de droits d'émission excédentaires de dioxyde de carbone (« CO₂ ») et des certificats verts en France et, depuis le début de l'exercice 2010 au programme américain Biomass Crop Assistance Program (« BCAP »).

INFORMATION CONSOLIDÉE SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

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

12

DONNÉES RELATIVES AUX RÉSULTATS D'EXPLOITATION

			Exercices terminés les
	31 décembre	31 décembre	31 décembre
	2009	2008	2007
Produits de la vente d'énergie	184 779	197 246	163 338
BAIIA	57 325	68 835	61 284
Bénéfice net	24 439	20 410	21 607
par action (de base – en dollars)	0,65	0,54	0,63
par action (dilué – en dollars)	0,65	0,54	0,62
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	37 740 921	37 739 840	34 403 033
DONNÉES RELATIVES AUX BILANS			
Aux 31 décembre	2009	2008	2007
Actif total	663 767	622 954	514 212
Dette totale ⁽¹⁾	242 680	187 445	175 533
Capitaux propres	340 030	362720	284 421

⁽¹⁾ Incluant la dette à long terme, sa portion à court terme, ainsi que les emprunts et avances bancaires lorsque approprié.

FAITS MARQUANTS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

EXPANSION DU SECTEUR ÉOLIEN - EUROPE

Le 25 juin 2007, Boralex a mis en place avec BNP Paribas un financement cadre de 265 M€ destiné au développement de ses projets éoliens en France. En date du 31 décembre 2009, à la suite de la réalisation des nombreux projets décrits sous cette rubrique, un solde de 156 M€ demeurait non utilisé sur ce financement cadre, qui arrivera à échéance à la fin de 2010. La Société discute actuellement avec le prêteur afin d'obtenir une extension de ce financement en ce qui a trait à sa durée, son montant et ses restrictions géographiques et sectorielles.

En juillet 2007, Boralex a mis en service son septième parc éolien en France, La Citadelle, situé en Ardèche. Ce parc d'une puissance installée de 14 MW a fait passer la puissance éolienne installée totale de Boralex en France à plus de 100 MW. Comme tous les autres actifs éoliens de Boralex en France, il vend la totalité de l'énergie produite à EDF en vertu de contrats d'achat d'électricité à long terme d'une durée de 15 ans.

En avril 2008, la Société a augmenté de 5 MW la puissance installée de son parc éolien d'Avignonet-Lauragais pour la porter à 13 MW.

Au cours de l'exercice 2009, Boralex a entrepris des travaux afin de mettre en service le parc éolien Cham Longe II d'une puissance installée de 4,6 MW, les deux éoliennes ont été mises en service le 1er février 2010.

Toujours en France, la Société a conclu en juillet 2009 un contrat d'acquisition visant la construction et l'exploitation du parc éolien Chasse-Marée. Ce parc de 9,2 MW sera mis en service à la fin du deuxième trimestre de l'exercice 2010.

Le 14 décembre 2009, Boralex a conclu un partenariat avec Cube Infrastructure Fund (« Cube »), un fonds d'investissement à capital variable basé au Luxembourg. En vertu de cette entente, Cube pourrait souscrire jusqu'à 33 M€ d'ici décembre 2012 pour se prévaloir d'une participation pouvant aller jusqu'à 30 % dans les opérations européennes de Boralex. De ce montant, une première tranche de 15 M€ a été souscrite par Cube le 14 décembre 2009, lui accordant une participation de 16 %. Cette injection de fonds a généré un gain net sur dilution de 13,9 M\$, représentant la plus-value accordée par le nouveau partenaire à sa participation de 16 % dans les opérations européennes de Boralex, par rapport à l'investissement initial de la Société.

Ce partenariat stratégique permettra à Boralex d'accélérer l'expansion de sa base d'actifs de production d'énergie renouvelable en France, en fournissant les capitaux nécessaires au développement ou à l'acquisition de l'équivalent d'une puissance additionnelle de 110 MW, sans mise de fonds supplémentaire de la part de Boralex.

D'ailleurs, le 29 décembre 2009, Boralex et Cube ont annoncé l'acquisition de trois parcs éoliens en France, d'une puissance installée totalisant 47 MW. Un des parcs, du nom de Bel Air (7 MW) est situé en Bretagne et est en exploitation depuis 2006. Les deux autres, soit le parc Le Grand Camp (10 MW) situé dans la région Centre et celui de Ronchois (30 MW) situé dans les régions de la Picardie et de la Normandie, sont en construction en vue d'une mise en service au cours de l'été 2010.

Au 31 décembre 2009, la puissance installée du secteur éolien de Boralex en France était de 115 MW. Avec la mise en service des projets en cours, cette puissance atteindra 170 MW à l'été 2010 (part de Boralex de 141 MW).

EXPANSION DU SECTEUR ÉOLIEN - CANADA

Au cours des deux derniers exercices, Boralex a entrepris d'importer au Canada l'expertise de pointe qu'elle a acquise dans le secteur éolien en France.

En juillet 2007, la Société a acquis les droits sur un portefeuille de parcs de 90 MW, le projet éolien Thames River, dans le sud de l'Ontario. Cette région stratégiquement située offre un bon potentiel éolien, confirmé par plus de trois ans d'études de vent. La construction de la phase I de 40 MW de Thames River, constituée de quatre parcs de 10 MW, a débuté en 2008 et s'est achevée en 2009. Ces parcs ont été démarrés, rodés et amenés au stade de production commerciale entre le 8 décembre 2009 et le 29 janvier 2010, les deux premiers ayant commencé à contribuer aux résultats de Boralex en décembre 2009.

Chacun de ces parcs détient un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec *Ontario Power Authority*, qui achète la totalité de sa production en vertu du programme *Renewable Energy Standard Offer Program*. (« RESOP »). De plus, le 21 octobre 2009, la Société a obtenu un tarif éolien bonifié pour ses projets qualifiés au programme *RESOP* grâce aux nouvelles règles ontariennes pour la promotion des énergies renouvelables. Ainsi, depuis qu'ils sont devenus pleinement opérationnels à la fin janvier 2010, les quatre premiers parcs éoliens du site Thames River profitent du programme *Advanced RESOP*, lequel offre un tarif de 121 \$ par MWh (par rapport au tarif initial de 110 \$ par MWh offert par le programme *RESOP*). De plus, en vertu des nouvelles règles, Boralex pourra récupérer 100 % de la subvention associée au programme fédéral ecoEnergy (plutôt que 50 % prévu initialement par le programme *RESOP*), ce qui contribuera de 10 \$ supplémentaires par MWh plutôt que de 5 \$ prévus par le programme initial pour une période de dix ans. Ce changement aura un impact favorable significatif sur le rendement de ces actifs.

Qui plus est, la phase II de 50 MW du projet Thames River, constituée de cinq parcs de 10 MW chacun, sera également éligible au programme *Advanced RESOP* sous réserve d'une mise en service avant le 31 décembre 2010, ce que Boralex entend effectivement réaliser.

D'autre part, en mai 2008, dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec, un consortium formé à parts égales par Boralex et Société en commandite Gaz Métro (le « Consortium ») a été sélectionné pour deux projets éoliens, soit les parcs de la Seigneurie de Beaupré d'une puissance de 132,6 MW et 139,3 MW respectivement, pour un total de 272 MW (dont la part de Boralex sera de 136 MW). Ces parcs seront construits sur les terres privées du Séminaire de Québec et mis en service à la fin 2013. Le site de la Seigneurie de Beaupré offre des avantages importants, dont son potentiel éolien exceptionnel en raison de la qualité des vents, confirmée par cinq années d'étude de vent, et sa proximité avec les lignes d'interconnexion d'Hydro-Québec TransÉnergie. En outre, ce site étant éloigné de toute zone urbaine et résidentielle, les impacts visuels, sonores et environnementaux des parcs éoliens seront quasi-inexistants. En juillet 2009, les projets de la Seigneurie de Beaupré ont reçu l'approbation environnementale des instances gouvernementales. Le Consortium s'est associé au manufacturier d'éoliennes Enercon, dont le savoir-faire est reconnu mondialement, et qui implantera au Québec une usine de composantes éoliennes de haute qualité.

Enfin, en juillet 2008, Boralex a acquis les droits pour un second projet éolien dans le sud de l'Ontario, Merlin-Buxton, d'une puissance installée potentielle d'environ 90 MW. La direction évaluera la stratégie de développement de ce site dans une perspective à moyen terme, c'est-à-dire, pour une mise en service potentielle ultérieure à 2013.

(De plus amples renseignements sur les projets éoliens sont fournis à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice 2009 – Sites éoliens*).

PROGRAMME D'OPTIMISATION GLOBALE DE LA PERFORMANCE DES CENTRALES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS (2006-2009)

Afin de sécuriser son approvisionnement et mieux contrôler la qualité et le coût de ses matières premières, le secteur a notamment mis de l'avant une stratégie originale de partenariat avec des entreprises locales de récolte de résidus forestiers, qui fournissent dorénavant plus de 80 % des besoins des centrales thermiques américaines.

Boralex a implanté un important programme d'amélioration de la performance de son secteur des résidus de bois, portant principalement sur l'optimisation des équipements et de la production des centrales thermiques alimentées en résidus de bois, de ses ventes d'électricité et de RECs ainsi que de son approvisionnement en résidus de bois.

Cet effort a été accompagné par l'instauration d'un programme étoffé d'assurance qualité ainsi que par un plan d'optimisation globale de la performance des centrales à l'aide d'investissements ciblés et d'une série d'autres mesures, en particulier sur le plan de l'entretien préventif. Parallèlement, Boralex a développé une solide expertise et acquis des outils de gestion sophistiqués à l'égard de la commercialisation de l'électricité et des RECs sur le marché libre.

Le programme d'optimisation globale de la performance des centrales s'est principalement déroulé entre 2006 et 2008 et a été peaufiné en 2009. L'ensemble de ces initiatives, en particulier l'expertise acquise dans la vente à terme d'électricité et de RECs jumelée à l'amélioration générale de ses opérations, a permis au secteur des résidus de bois de maintenir une bonne performance financière en 2009, malgré l'effondrement des prix de vente causé par la récession économique.

14 QUALIFICATION DES CENTRALES ALIMENTÉES EN RÉSIDUS DE BOIS AU NOUVEAU PROGRAMME BIOMASS CROP ASSISTANCE PROGRAM (« BCAP ») AUX ÉTATS-UNIS

À la fin de 2009, conformément à la volonté de l'administration fédérale et du Congrès américain de favoriser le développement des énergies vertes, le gouvernement des États-Unis a instauré le programme *Biomass Crop Assistance Program* (« BCAP »), qui prévoit l'attribution de subventions aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers destinés, notamment, à la production d'énergie électrique.

Boralex a fait qualifier ses six centrales alimentées en résidus de bois au BCAP et a également conclu les ententes nécessaires avec ses fournisseurs américains de biomasse forestière afin de profiter pleinement de ce nouveau programme. Ces ententes couvrent l'approvisionnement de 1,4 million de tonnes de résidus de bois par année, soit environ 80 % de tout l'approvisionnement du secteur des résidus de bois de Boralex.

Le *United States Department of Agriculture* (« USDA »), qui gère le BCAP a entrepris le 8 février 2010 de revoir les règles d'attribution du BCAP. Boralex s'attend à ce que l'USDA annonce l'entrée en vigueur des nouvelles règles en septembre 2010. À ce moment, Boralex réévaluera l'impact des nouvelles règles sur le coût de ses approvisionnements pour les prochains exercices. Ainsi, la Société estime que la réduction de 12M\$ US par année annoncée le 2 février s'établira plutôt à environ 6M\$ US en 2010.

PARTICIPATION DU SECTEUR DES RÉSIDUS DE BOIS AUX MARCHÉS DES RECS DES ÉTATS DU CONNECTICUT ET DE NEW YORK

Le programme des RECs a été mis en place par l'État du Connecticut en 2005. En vertu de ce programme, l'état exige des distributeurs d'électricité une proportion minimale d'énergie verte s'accroissant annuellement en vue d'atteindre 20 % en 2020. En 2009, cette proportion était de 7 %. Les distributeurs se procurent des RECs auprès de producteurs qualifiés d'énergie renouvelable, lesquels peuvent ainsi se prévaloir, pour chaque mégawatheure (« MWh ») produit, d'une prime additionnelle par rapport au prix de base de l'électricité. Les RECs sont officiellement alloués aux producteurs qualifiés de façon trimestrielle, à raison d'un certificat par MWh produit, à condition que le niveau moyen d'émission atmosphérique se maintienne sous la norme réglementaire trimestrielle.

Boralex a fait qualifier une première centrale, celle de Stratton (Maine), au programme des RECs du Connecticut dès 2005. Puis, la centrale de Livermore Falls (Maine) a été effectivement qualifiée le 1^{er} avril 2007. Au début de l'exercice 2008, celle d'Ashland (Maine), a commencé à y participer. En février 2006, la centrale de Chateaugay (New York) s'est qualifiée au programme des RECs de l'État de New York, lequel fonctionne selon un mécanisme différent du marché du Connecticut. En effet, la centrale a négocié et signé un contrat d'une durée de dix ans avec une agence de l'État de New York, lui accordant une sécurité additionnelle sur son prix de vente d'électricité depuis le 1^{er} avril 2006.

Les quatre centrales alimentées en résidus de bois de Boralex qui participent actuellement à la vente de RECs totalisent une puissance installée de 150 MW, soit 73,5 % de la puissance totale du secteur des résidus de bois. Au cours des exercices 2007, 2008 et 2009, les produits perçus par Boralex sur le marché des RECs ont été de 23,1 M\$ US, 35,3 M\$ US et 27,5 M\$ US respectivement. D'autre part, depuis 2008 la demande et les prix de vente des RECs se sont affaiblis légèrement.

Boralex a également entrepris, pour ses centrales alimentées en résidus de bois, de participer au *Forward Capacity Market* mis en place par ISO-New England au profit des producteurs d'énergie de la Nouvelle-Angleterre. Au cours des trois derniers exercices, ce programme a rapporté une contribution totale de 5,8 M\$ aux produits et au BAIIA du secteur des résidus de bois de Boralex. De plus, 0,3 M\$ sont encaissés par les centrales hydroélectriques pour un programme semblable dans l'État de New York.

Mentionnons également qu'il existe en Europe un système de vente de certificats verts auquel participent certains parcs éoliens de Boralex en France. Ce système opérant sur une base volontaire, il ne génère pas de revenus significatifs pour la Société. Cependant, s'il advenait que le programme devienne obligatoire, les parcs éoliens de Boralex en France disposeraient d'une banque importante de certificats verts que la Société pourrait éventuellement monnayer.

PROGRAMME AMÉRICAIN DE CRÉDITS D'IMPÔTS POUR LES CENTRALES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS

Le 31 décembre 2009, le programme de crédits d'impôts pour la production d'énergie renouvelable, créé en 2005 lors de l'adoption de l'*American Jobs Creation Act* par le Congrès américain, est arrivé à terme en ce qui concerne les centrales alimentées en résidus de bois. En vertu de ce programme, les centrales de Boralex alimentées en résidus de bois ont pu profiter pendant cinq ans de crédits d'impôts non remboursables, mais reportables, basés sur leur production d'électricité. Pendant la durée du programme, Boralex a enregistré comme produits un montant total de 60,0 M\$, dont 13,9 M\$ en 2009.

De plus, l'opération de monétisation des crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable conclue le 1^{er} décembre 2006 avec des investisseurs financiers a également pris fin le 31 décembre 2009. Rappelons qu'afin de transférer le crédit d'impôts à ces investisseurs en échange d'une contrepartie en espèces, Boralex avait effectué un transfert temporaire des titres participatifs indirects dans certaines des centrales américaines à base de résidus de bois, tout en conservant les droits sur 100 % des profits et des flux monétaires provenant de l'exploitation de ces centrales, ainsi que ses pleins pouvoirs sur la gestion des centrales. Selon les termes de la transaction, Boralex s'était également prévalue de droits de rachat des actifs des centrales. Ces droits de rachat ont été exercés le 4 janvier 2010, sans impact sur les états financiers de Boralex.

Par ailleurs, le *Biomass Power Association* dont Boralex est un membre actif poursuit ses démarches auprès du gouvernement américain afin de rétablir le programme de crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable. Cette alternative est actuellement à l'étude par les instances concernées. Compte tenu de l'approche favorable du gouvernement en place à l'égard des énergies renouvelables, il n'est pas impossible que le programme soit rétabli dans un avenir plus ou moins proche.

EXPANSION DANS LE SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE

En avril 2009, Boralex a conclu l'acquisition d'une centrale hydroélectrique dans le nord de la Colombie-Britannique, la centrale d'Ocean Falls, d'une puissance installée totalisant 14,5 MW, dont 2 MW sont actuellement en exploitation. Par la même occasion, Boralex a également acquis les droits de développement de deux autres projets hydroélectriques dans la même région, représentant 10 MW additionnels. L'électricité produite par la centrale d'Ocean Falls est vendue à BC Hydro en vertu d'un contrat à long terme de vente d'énergie initialement de 20 ans qui se termine en 2016. Depuis l'acquisition de cette centrale, Boralex travaille à optimiser les 2 MW en production. À plus longue échéance, elle visera à mettre en valeur les 12,5 MW supplémentaires, en étudiant diverses alternatives de développement en termes de débouchés et/ou d'interconnexion. Compte tenu de son potentiel hydroélectrique, la puissance installée de cette centrale pourrait être augmentée à plus de 35 MW éventuellement.

C'est dans un horizon à moyen terme que sont prévus les travaux requis pour développer le plein potentiel de cette centrale, de même que pour exploiter les droits de développement de deux autres projets hydroélectriques de 10 MW acquis en 2009.

QUOTAS DE CO2 EN FRANCE

L'Union européenne a mis en place depuis 2005 un mécanisme par lequel les entreprises qui utilisent des combustibles fossiles se voient attribuer un quota d'émission de CO₂. Selon ce mécanisme d'utilisateur-payeur, les entreprises doivent démontrer qu'elles ont accumulé suffisamment de quotas pour justifier leurs émissions atmosphériques de l'année précédente. Par conséquent, afin de se conformer aux normes réglementaires, celles qui ont dépassé leur quota doivent s'en procurer davantage auprès d'autres entreprises qui, au contraire, ont suffisamment réduit leur niveau d'émissions atmosphériques pour se trouver en situation d'excédent.

Étant donné que la centrale alimentée au gaz naturel de Boralex, située à Blendecques (France), a interrompu ses activités de cogénération pendant sept mois au cours des derniers exercices en raison du plafonnement des prix d'électricité, elle s'est ainsi trouvée en situation d'excédent de quotas de CO₂. Au cours des trois derniers exercices, la vente des excédents de quotas de CO₂ par cette centrale a généré une entrée totale de 2,2 M\$. Bien que le contexte économique actuel limite le potentiel de vente des excédents de quotas de CO₂ de la centrale, la direction de Boralex est d'avis que l'approche utilisateur-payeur mise de l'avant par l'Union européenne et les nouveaux mécanismes qui seront implantés dans les années futures, pourraient favoriser une hausse des prix de l'électricité, ce qui serait bénéfique aux producteurs d'énergie, et à plus forte raison aux producteurs d'énergie renouvelable.

FINANCEMENT CORPORATIF

Le 7 juin 2007, la Société a clos un placement public de 7 333 334 actions de catégorie A pour un produit brut de 110,0 M\$. Au total, ce placement a généré un produit net de 105,3 M\$, lequel a été utilisé pour réduire temporairement les sommes empruntées sur le crédit rotatif de Boralex. Cet apport de capital a renforcé significativement le bilan de Boralex. Il est à noter que la Société n'a aucunement été exposée au papier commercial adossé à des actifs.

16 RENSEIGNEMENTS CONSOLIDÉS CHOISIS POUR LES TRIMESTRES ET LES EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2009 ET 2008

	Tr	imestres terminés les	I	Exercices terminés les
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	2009	2008	2009	2008
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	10 974	7 942	33872	30 543
Centrales hydroélectriques	2 948	2844	10 329	11 753
Centrales thermiques – résidus de bois	27 031	37 040	123 391	135 897
Centrale thermique – gaz naturel	5 196	6 490	17 187	19 053
	46 149	54 316	184 779	197 246
BAIIA				
Sites éoliens	9 085	6 059	26 789	23 967
Centrales hydroélectriques	1743	1 647	5 538	7 919
Centrales thermiques – résidus de bois	9 359	9 064	39 995	40 488
Centrale thermique – gaz naturel	915	1378	2 155	2338
Corporatif et éliminations	(9 117)	(2544)	(17 152)	(5 877)
	11 985	15 604	57 325	68 835
BÉNÉFICE NET	14 712	4 398	24 439	20 410
De base par action, en dollars	0,39\$	0,12 \$	0,65\$	0,54 \$
Dilué par action, en dollars	0,39\$	0,12 \$	0,65\$	0,54 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 740 921	37 739 840

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 et la marge brute d'autofinancement comme mesures de performance. Bien qu'ils ne soient pas des mesures conformes aux PCGR, la direction est d'avis que le BAIIA et la marge brute d'autofinancement 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.

Toutefois, considérant que ces mesures ne sont pas établies conformément aux PCGR, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire.

Les investisseurs ne doivent 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. Dans l'état consolidé des résultats de Boralex, le BAIIA correspond au poste *Bénéfice d'exploitation avant amortissement*.

Le tableau suivant rapproche le BAIIA du bénéfice net :

	Tre	imestres terminés les	1	Exercices terminés les
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
(en milliers de \$)	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	14 712	4 398	24 439	20 410
Part des actionnaires sans contrôle	46	34	102	146
Charge (recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	(1280)	1833	4 470	11 329
Gain sur dilution	(13 865)	_	(13 865)	_
Frais de financement	3 497	3 836	13 727	13 806
Perte nette sur instruments financiers	929	49	923	143
Perte (gain) de change	1 271	(834)	1473	(1437)
Amortissement	6 675	6 288	26 056	24 438
BAIIA consolidé	11 985	15 604	57 325	68 835

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 des 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.

Les comptes débiteurs peuvent également varier de façon importante lorsque la Société se qualifie pour des nouveaux marchés d'énergie renouvelable. C'est pourquoi la Société trouve préférable 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 un critère remplaçant les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui est une mesure conforme aux PCGR.

Le tableau suivant concilie la marge brute d'autofinancement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation :

	Trimestres terminés les			Exercices terminés les	
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre	
(en milliers de \$)	2009	2008	2009	2008	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	24 589	17 424	60 786	54 196	
Flux utilisés (générés) par la variation des éléments hors caisse					
du fonds de roulement	(13 259)	(6 287)	(13 373)	1004	
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	11 330	11 137	47 413	55 200	

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009

Le tableau suivant présente les principaux écarts expliquant la variation du bénéfice net entre les exercices 2008 et 2009 :

	Bénéfice net (en M\$)	Par action (en \$, de base)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008	20,4	0,54
Variation du BAIIA	(11,5)	(0,30)
Amortissement	(1,6)	(0,04)
Perte (gain) de change	(2,9)	(0,08)
Perte nette sur instruments financiers	(0,8)	(0,02)
Frais de financement	0,1	_
Gain sur dilution	13,9	0,37
Impôts sur le bénéfice	6,8	0,18
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009	24,4	0,65

Au cours de l'exercice 2009, Boralex a réalisé un bénéfice net de 24,4 M\$ ou 0,65 \$ par action. Ce résultat inclut deux principaux éléments spécifiques non récurrents, soit :

- un gain (net des frais de financement) de 13,9 M\$ sur dilution de la participation de Boralex dans sa structure européenne, à la suite de l'injection par son nouveau partenaire européen, Cube, d'une mise de fonds initiale de 15 M€ lui accordant une participation de 16 %; et
- la part de 4,1 M\$ (nette d'impôts) de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale thermique de Dolbeau (Québec) appartenant au Fonds, en raison de changements significatifs survenus dans le contexte d'exploitation de cette centrale.

Excluant ces deux éléments de nature non récurrente et non liés aux opérations courantes de Boralex, le bénéfice net de l'exercice 2009 se serait chiffré à 14,7 M\$ ou 0,39 \$ par action (de base et dilué), ce qui représente une baisse de 5,7 M\$ ou de 0,15 \$ par action par rapport au bénéfice net de l'exercice précédent. Cette baisse est en majeure partie attribuable à un recul de 5,9 M\$ du BAIIA (excluant la part de Boralex dans la dépréciation d'immobilisations corporelles du Fonds) attribuable au contexte de récession économique qui a marqué l'exercice 2009. En plus d'affecter les résultats du Fonds, ce contexte a notamment entraîné un affaiblissement notable des prix de vente de l'électricité et des RECs aux États-Unis.

Par ailleurs, les résultats consolidés de l'exercice 2009 ont subi une variation négative totalisant 3,7 M\$ dans les postes de *Perte (gain) de change* et *Perte nette sur instruments financiers*. Ils ont également été affectés par l'augmentation des frais d'amortissement résultant de l'expansion de la base d'actif de la Société et de la fluctuation des devises. Cependant, ces éléments défavorables ont été en partie compensés par la baisse de la dépense d'impôts sur les bénéfices.

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA consolidé entre les exercices 2008 et 2009 :

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008	197,2	68,8
Mises en service (1)	*	
	2,6	1,7
Prix	(10,2)	(10,2)
Volume	(7,9)	(2,4)
RECs et certificats verts	(8,8)	(6,2)
Primes de puissance	0,3	0,3
Conversion des filiales autonomes	11,8	4,7
Crédits d'impôts par énergie renouvelable	-	0,5
Coût des matières premières	-	7,4
Entretien	-	1,7
Frais de développement/prospection	-	(0,6)
Fonds de revenu Boralex énergie	-	(10,2)
Autres	(0,2)	1,8
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009	184,8	57,3

(1) Expansion du site éolien Avignonet-Lauragais, centrale hydroélectrique d'Ocean Falls et de deux premiers parcs éoliens du site Thames River.

PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

18

Les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 184,8 M\$ en 2009, par rapport à 197,2 M\$ à la même période en 2008, soit un recul de 12,4 M\$ ou de 6,3 %. Le recul des produits en 2009 s'explique par trois principaux éléments, soit :

- un manque à gagner de 10,2 M\$ attribuable à la baisse des prix de vente de l'électricité produite par les centrales hydroélectriques et thermiques situées aux États-Unis, de même que des prix de vente de la vapeur et de l'électricité produites par la centrale française de cogénération au gaz naturel. L'impact de ces baisses de prix a toutefois été atténué par un ensemble de facteurs, dont l'utilisation de swaps financiers dans le secteur des résidus de bois et l'indexation du prix de vente de l'électricité des sites éoliens et des centrales hydroélectriques au Québec;
- une diminution de 8,8 M\$ des ventes de RECs et de certificats verts, due principalement à la baisse du prix de vente moyen des RECs sur le marché du Connecticut, ainsi qu'au ralentissement volontaire de la production de certaines centrales alimentées en résidus de bois en raison de la faiblesse des prix de vente de l'électricité; et
- un manque à gagner de 7,9 M\$ occasionné par la diminution nette du volume de production d'électricité, excluant l'impact de l'expansion du parc éolien d'Avignonet-Lauragais, de l'ajout de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls et de la mise en opération des deux premiers parcs éoliens en Ontario. Boralex a ainsi produit un total de 1 574 874 MWh d'électricité au cours de l'exercice 2009, par rapport à 1 623 293 MWh à la même période en 2008, soit une diminution de 3,0 %. Excluant les ajouts de puissance, le volume de production généré par la base d'actifs existants de Boralex a connu un recul d'environ 4,0 %, causé principalement par l'affaiblissement des conditions de marché dans le secteur des résidus de bois des États-Unis, ce qui a incité Boralex à ralentir ou interrompre la production de certaines centrales.

Ces éléments défavorables ont été atténués par l'effet favorable de 11,8 M\$ de la fluctuation des devises, plus spécifiquement de la baisse relative du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro pendant les trois premiers trimestres de l'exercice 2009 comparativement aux mêmes trimestres en 2008. Toutefois, cette tendance favorable s'est renversée au quatrième trimestre de 2009.

AUTRES PRODUITS

Boralex a perçu 5,8 M\$ en produits autres que les produits de la vente d'énergie en 2009, comparativement à 16,1 M\$ en 2008. Ce recul de 10,3 M\$ est essentiellement attribuable à une diminution de 9,9 M\$ de la part de Boralex dans les résultats du Fonds, en raison des difficultés éprouvées par sa centrale thermique de Dolbeau dans le cadre de son approvisionnement en matière première et de l'insolvabilité d'AbitibiBowater (« ABI »). La détérioration du contexte d'affaires de cette centrale du Fonds a notamment entraîné une dépréciation de ses immobilisations corporelles, dont l'impact sur les résultats de Boralex s'est chiffré à 5,6 M\$ avant impôts.

BAIIA

Le BAIIA consolidé de l'exercice 2009 s'est chiffré à 57,3 M\$ (62,9 M\$ en excluant la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale du Fonds), par rapport à 68,8 M\$ l'année précédente. Cette baisse s'explique par les principaux facteurs suivants :

l'incidence défavorable de 10,2 M\$ attribuable à la baisse des prix de vente de l'électricité et de la vapeur, qui s'est reflétée directement sur le BAIIA. Rappelons cependant que la baisse prononcée des prix de l'électricité sur le marché américain a été atténuée de façon significative par l'utilisation de swaps financiers dans le secteur des résidus de bois. En ce qui concerne la

- centrale de cogénération de Blendecques (France), notons également que l'impact de la baisse des prix de vente de la vapeur et de l'électricité a été contrebalancé, au niveau de son BAIIA, par une diminution comparable du coût de sa matière première ;
- l'incidence défavorable de 10,2 M\$ attribuable à la diminution de la part de Boralex dans les résultats du Fonds, dont un montant de 5,6 M\$ attribuable à la dépréciation d'immobilisations corporelles discutée précédemment;
- un impact négatif de 6,2 M\$ attribuable à la baisse des ventes de RECs. Le fait que cet impact ait été moins important sur le BAIIA que sur les produits s'explique par les économies en frais de vente réalisées par l'une des centrales alimentées en résidus de bois productrices de RECs, soit celle d'Ashland;
- un impact négatif de 0,7 M\$ attribuable à la baisse du volume de production d'électricité (nette de la production additionnelle générée par l'expansion du parc éolien d'Avignonet-Lauragais, l'ajout de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls et le démarrage des deux premiers parcs éoliens du site Thames River); et
- une augmentation nette de 0,6 M\$ des dépenses effectuées dans le cadre des projets de développement et de prospection.

À l'inverse, le BAIIA de l'exercice 2009 a bénéficié des facteurs favorables suivants :

- une réduction de 7,4 M\$ du coût des matières premières, attribuable à une diminution du coût des résidus de bois jumelée à un meilleur taux de combustion des centrales thermiques américaines, ainsi qu'à la baisse du prix du gaz naturel en France;
- une incidence favorable nette de 4,7 M\$ attribuable à la dévaluation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro pendant les neufs premiers mois de l'exercice;
- une diminution nette de 1,7 M\$ des frais d'entretien, principalement attribuable au secteur des résidus de bois ;
- une augmentation de 0,5 M\$ des crédits d'impôts à l'énergie renouvelable perçus par le secteur des résidus de bois en raison de la hausse de leur taux unitaire;
- une augmentation de 0,3 M\$ des primes de puissance; et
- divers autres éléments favorables totalisant 1,8 M\$, parmi lesquels une diminution du coût de certains produits chimiques utilisés par le secteur des résidus de bois, les économies (autres qu'en matières premières) générées par l'arrêt des centrales thermiques de Stacyville et de Chateaugay, un gain sur la disposition d'un placement en France ainsi qu'une diminution du coût des produits pétroliers, des honoraires professionnels, de la rémunération variable et de certains autres coûts.

(Une analyse plus détaillée de l'évolution des produits et du BAIIA des différents secteurs est présentée à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice 2009.*)

AMORTISSEMENT, PERTE (GAIN) DE CHANGE, PERTE NETTE SUR INSTRUMENTS FINANCIERS, FRAIS DE FINANCEMENT, GAIN SUR DILUTION ET BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

La dépense d'amortissement a totalisé 26,1 M\$ en 2009 par rapport à 24,4 M\$ en 2008, en raison notamment des investissements en nouvelles immobilisations réalisés au cours des deux derniers exercices, incluant l'expansion du parc éolien d'Avignonet-Lauragais en avril 2008, l'acquisition de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls en avril 2009, l'amélioration continue des équipements du secteur des résidus de bois et le démarrage des deux premiers parcs éoliens canadiens en décembre 2009. De plus, l'appréciation du dollar américain et de l'euro par rapport à la devise canadienne pendant la majeure partie de l'exercice a eu pour effet de hausser la dépense d'amortissement des actifs de Boralex situés aux États-Unis et en Europe. Ces facteurs ont été partiellement compensés par le ralentissement de la production du secteur des résidus de bois, puisque le calcul de l'amortissement dans ce secteur est en partie basé sur son volume de production.

Les remboursements de dettes au cours de la dernière année ont contribué à réduire les frais de financement de 0,1 M\$, ceux-ci s'étant chiffrés à 13,7 M\$ en 2009, et ce, malgré l'ajout des dettes liées à l'acquisition de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls, l'utilisation de l'emprunt bancaire et l'incidence défavorable de la fluctuation des devises sur le solde de la dette contractée en devises étrangères, principalement en euros.

Par ailleurs, Boralex a enregistré une perte de change de 1,5 M\$ en 2009, par rapport à un gain de change de 1,4 M\$ l'année précédente, soit une variation défavorable de 2,9 M\$. De plus, Boralex a comptabilisé en 2009 une perte de 0,9 M\$ sur instruments financiers, par rapport à une perte de 0,1 M\$ en 2008. Le poste *Perte nette sur instruments financiers* est principalement composé du montant lié à la portion inefficace des instruments dérivés. 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 sur les 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.

En vertu de l'entente conclue avec Cube le 12 décembre 2009, selon laquelle Cube pourrait souscrire jusqu'à 33 M€ pour se prévaloir d'une participation de 30 % dans l'ensemble des opérations européennes de Boralex, et concurremment à l'acquisition de trois parcs éoliens en France d'une capacité de 47 MW en France, Cube a injecté une première mise de fonds de 15 M€ dans la structure européenne de Boralex en date du 12 décembre 2009, afin d'acquérir une participation initiale de 16 %.

Cette injection de capital a produit, pour Boralex, un gain (net des frais de financement) sur dilution de 13,9 M\$ représentant la plus-value entre la valeur accordée par Cube à la participation acquise et la valeur aux livres de cette dernière.

Par conséquent, Boralex a enregistré un bénéfice avant impôts sur les bénéfices de 29,0 M\$ en 2009. Excluant les deux éléments spécifiques de nature non récurrente décrits précédemment, le bénéfice avant impôts s'établit à 20,7 M\$, ce qui se compare à un bénéfice avant impôts de 31,9 M\$ pour l'exercice 2008.

20 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Boralex a inscrit une charge d'impôts de 4,5 M\$ pour l'exercice 2009, par rapport à 11,3 M\$ en 2008. Sans tenir compte du gain de dilution et de la part de Boralex dans la dépréciation d'immobilisations corporelles du Fonds, le taux effectif d'imposition s'est établi à 21,5 % comparativement à 35,5 % l'année précédente. Cette diminution est surtout attribuable à la composition géographique différente des revenus entre les deux exercices.

Tenant compte des différentes juridictions où la Société poursuit actuellement ses activités d'exploitation et où elle œuvre sur des projets de développement de futures centrales 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, et du fait que la proportion de dividendes inclus dans les distributions du Fonds varie selon les montants de trésorerie américaine que le Fonds rapatrie au Canada pour effectuer ses distributions, et que les dividendes reçus du Fonds ne sont pas imposables pour Boralex.

BÉNÉFICE NET

Boralex a clos l'exercice 2009 avec un bénéfice net de 24,4 M\$ ou 0,65 \$ par action (de base et dilué), comparativement à un bénéfice net de 20,4 M\$ ou 0,54 \$ par action (de base et dilué) en 2008.

Le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est demeuré le même, soit 37,7 millions.

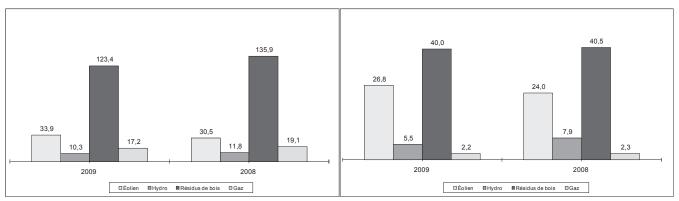
En résumé,

le recul des résultats d'exploitation de Boralex reflète le contexte d'affaires difficile pour les opérations de la Société aux États-Unis ainsi que celle du Fonds, dont l'économie a été particulièrement affectée par la récession économique mondiale depuis l'automne 2008. Cependant, Boralex a continué de bénéficier de la croissance des résultats de son secteur éolien, tout en réalisant une plus-value appréciable sur la transaction de partenariat conclue en France afin d'accélérer son expansion et accentuer son leadership dans ce secteur d'avenir. De plus, malgré la baisse marquée des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis par rapport à leur niveau élevé de 2008 ainsi que le recul des prix des RECs au Connecticut, le plus important secteur de Boralex aux États-Unis — celui des résidus de bois — a réussi à maintenir une bonne rentabilité grâce à ses stratégies efficaces de vente à terme d'électricité (« hedging ») et de RECs, à la baisse du coût de sa matière première et de ses frais d'entretien, ainsi qu'à l'incidence favorable de la fluctuation des devises.

ANALYSE DES PERFORMANCES SECTORIELLES DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009 RÉPARTITION SECTORIELLE

Produits de la vente d'énergie (M\$)

BAIIA (M\$)⁽¹⁾



) Excluant le secteur corporatif et les éliminations

Au cours de l'exercice 2009, le secteur éolien a compté pour 18,3 % des produits consolidés de Boralex provenant de la vente d'énergie par rapport à 15,4 % en 2008, cette hausse étant attribuable à une augmentation de 11,1 % de ses produits alors que les produits des autres secteurs ont diminué. Le BAIIA de ce secteur a augmenté de 11,7 %, si bien qu'il a généré 36,0 % du BAIIA consolidé (avant les dépenses corporatives et les éliminations intersectorielles), par rapport à 32,1 % en 2008.

La baisse des prix de vente de l'électricité sur le marché libre de l'État de New York a eu une incidence négative sur les produits et le BAIIA du secteur hydroélectrique. Sa contribution aux produits consolidés de Boralex est passée de 6,0 % en 2008 à 5,6 % en 2009, tandis que sa part dans le BAIIA consolidé est passée de 10,6 % à 7,4 %.

Les conditions de marché plus difficiles en 2009 qu'en 2008 ont aussi provoqué un recul de 9,2 % des produits du secteur des résidus de bois, bien que la baisse de son BAIIA ait été contenue à seulement 1,2 %. Par conséquent, la contribution de ce secteur aux produits consolidés est passée de 68,9 % en 2008 à 66,8 % en 2009, tandis que sa part dans le BAIIA consolidé est passée de 54,2 % à 53,7 %. Enfin, la contribution de la centrale alimentée au gaz naturel aux produits consolidés est passée de 9,7 % en 2008 à 9,3 % en 2009, tandis que sa contribution au BAIIA consolidé est passée de 3,1 % à 2,9 %.

22 SITES ÉOLIENS

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA entre les exercices 2008 et 2009 :

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
a animoto do vy	vente a energie	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008	30,5	24,0
Mises en service ⁽¹⁾	0,8	0,7
Prix	0,8	0,8
Volume	0,9	0,9
Conversion des filiales autonomes	0,8	0,7
Autres	0,1	(0,3)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009	33,9	26,8

⁽¹⁾ Expansion du site Avignonet-Lauragais et de deux parcs du site Thames River.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

L'exercice 2009 a donné lieu à une solide performance pour le secteur éolien de Boralex, marquée par une bonne disponibilité des équipements et une rentabilité à la hausse. Plus encore, ce secteur a réussi, malgré la crise financière mondiale, à mener à bien son plus important projet à ce jour : la phase I du site Thames River au Canada.

Au cours de l'exercice 2009, le secteur éolien a produit 235 418 MWh d'électricité par rapport à 220 500 MWh l'année précédente, soit une hausse de 6,8 %. Ses produits ont ainsi totalisé 33,9 M\$ par rapport à 30,5 M\$ en 2008. Cette augmentation de 3,4 M\$ ou de 11,1 % est attribuable aux principaux facteurs suivants :

- le démarrage des deux premiers parcs de la phase I de Thames River en Ontario ainsi que la contribution pour toute l'année de l'expansion du site français d'Avignonet-Lauragais, qui ont apporté des revenus additionnels de 0,8 M\$. De ce montant, les deux parcs de Thames River ont apporté une contribution de 0,5 M\$ bien qu'ils n'aient fonctionné que pendant les dernières semaines de l'exercice et sans encore bénéficier du plein tarif Advanced RESOP;
- des produits additionnels de 0,8 M\$ attribuables à l'indexation contractuelle des prix de vente de l'électricité et au fait que les deux nouvelles éoliennes du site d'Avignonet-Lauragais, ont bénéficié de leur plein tarif pendant toute l'année 2009;
- des produits supplémentaires de 0,9 M\$ attribuables à une hausse de la production des sites existants, à la faveur principalement d'une meilleure disponibilité de leurs équipements. Pour l'ensemble de l'exercice, les conditions moyennes de vent ont été légèrement supérieures à l'année précédente; et
- une incidence favorable de 0,8 M\$ attribuable à la hausse de l'euro par rapport au dollar canadien.

Les mêmes facteurs favorables ont contribué à accroître le BAIIA de 2,8 M\$, soit de 11,7 %. Celui-ci s'est chiffré à 26,8 M\$ en 2009 (marge bénéficiaire de 79,1 % des produits), comparativement à 24,0 M\$ (marge de 78,7 %) en 2008. Ceci se compare à une marge moyenne du BAIIA de 40,3 % (37,9 % en 2008) pour l'ensemble des secteurs de Boralex.

PERSPECTIVES 2010

Boralex anticipe une croissance significative des résultats du secteur éolien en 2010.

Au Canada, les quatre parcs éoliens de la phase I du site Thames River, totalisant 40 MW, sont pleinement opérationnels et bénéficient depuis le début du mois de février 2010 des avantages du programme *Advanced RESOP*, incluant un tarif de base de 121 \$/MWh. (Ce programme est décrit à la rubrique *Faits marquants des trois derniers exercices – Expansion du secteur éolien.*)

En Europe, Boralex a débuté l'exercice 2010 avec un nouveau parc éolien de 7 MW en exploitation, celui de Bel Air en Bretagne. De plus, au début du mois de février 2010, elle mettait en service deux éoliennes sur son parc de Cham Longe II, en France, d'une puissance installée de 4,6 MW. En outre, la construction du nouveau parc de 9,2 MW de Chasse-Marée sera terminée sous peu, en vue d'une mise en service en avril 2010. Finalement, à la suite de l'acquisition en décembre 2009 de trois parcs en développement totalisant 47 MW en France (incluant celui de Bel Air), la Société a repris en main les travaux de construction déjà amorcés des parcs Le Grand Camp et de Ronchois, d'une puissance respective de 10 MW et 30 MW, qu'elle prévoit mettre en service en juin et juillet 2010.

C'est donc dire que Boralex entreprendra la deuxième moitié de l'exercice 2010 avec une puissance éolienne installée et contractée totalisant 209 MW par rapport à une puissance installée de 135 MW au 1^{er} janvier 2010. Tous les actifs éoliens de Boralex, aussi bien en Europe qu'au Canada, bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme et bénéficient de tarifs avantageux.

OBJECTIFS 2010 23

Les principaux objectifs du secteur éolien de Boralex pour l'exercice 2010 sont les suivants.

En Europe:

- mettre en service et optimiser les sites actuellement en développement, tout en continuant d'améliorer la disponibilité et la productivité des sites existants;
- rechercher d'autres opportunités d'acquisition de sites en exploitation ou en développement, que le contexte économique difficile de la dernière année pourrait créer non seulement en France, mais dans certains autres pays tels que l'Italie; et
- obtenir une extension de son financement cadre en termes de montant, de durée et de possibilité de financement ailleurs en Europe et dans d'autres secteurs que l'éolien, et plus particulièrement dans le secteur solaire.

Rappelons, par ailleurs, qu'en juillet 2009, le Conseil d'État, dernière instance d'appel, a maintenu la décision d'annuler le permis de construction de l'extension du site d'Avignonet-Lauragais de deux éoliennes mises en service en avril 2008. Cette décision ne remet pas en question le contrat de vente auprès de EDF ni l'exploitation de l'extension. Pour l'instant, cette situation ne met pas Boralex en défaut d'aucune convention de crédit. Prochainement, une demande de régularisation du permis de construction sera déposée auprès des instances compétentes. Signalons que les éoliennes en question représentent 3 % de la puissance éolienne installée totale de Boralex.

Au Canada:

- continuer d'optimiser les quatre parcs de la phase I du site Thames River. Ces actifs sont reliés au centre de contrôle à distance de Kingsey Falls (Québec) qui a fait l'objet, en conséquence, d'un réaménagement de ses installations et d'une formation spécialisée de ses ressources au cours de la dernière année;
- mettre en service la phase II de 50 MW du site Thames River au quatrième trimestre de l'exercice 2010. Le développement de ces cinq nouveaux parcs éoliens se déroule comme prévu. Les permis environnementaux ont été obtenus et la Société a entrepris les travaux de construction des routes et des fondations. Quant au financement, Boralex a annoncé, en date du 15 mars 2010, le refinancement de la phase I (40 MW) du site éolien Thames River ainsi que le financement de la phase II (50 MW) du même site; et
- entreprendre les travaux de construction des routes sur le site de la Seigneurie de Beaupré, où une cinquième année d'études de vent menées en 2009 a confirmé l'excellent potentiel de ce site. De plus, les travaux de forage et d'analyse du terrain et la compilation des données effectués en 2009 auront encore permis l'optimisation de ces projets. Une équipe de réalisation des projets est en voie d'être mise sur pied et la direction poursuivra ses démarches en vue de finaliser le financement des projets dans un horizon de 12 à 18 mois.

De l'avis de la direction de Boralex, les perspectives à moyen et long terme du secteur éolien de Boralex sont des plus favorables compte tenu, en particulier, de l'envergure et la qualité de ses projets canadiens. En Amérique du Nord, la majeure partie des efforts de la Société au cours des trois prochains exercices sera consacrée à mener à bien et valoriser les projets de Thames River en Ontario et de la Seigneurie de Beaupré au Québec. De plus, ce dernier site offre un grand potentiel de développement ultérieur de parcs éoliens additionnels, ce qui créerait des synergies importantes.

Ce faisant, la Société continue de préparer la croissance à plus long terme de son secteur éolien par la recherche de projets qui seront mis en valeur à partir de 2014, incluant le développement possible du projet Merlin-Buxton dans le sud de l'Ontario, d'une puissance potentielle de 90 MW, dont Boralex a acquis les droits en 2008. De plus, dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec pour le développement de projets énergétiques municipaux, Boralex soumettra des projets au printemps 2010 représentant un potentiel éolien de 50 MW à 100 MW additionnels, dont un situé sur la Seigneurie de Beaupré. Le cas échéant, ces projets seraient mis en service à compter de 2014.

24 CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Le tableau suivant présent les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA entre les exercices 2008 et 2009 :

(en milliers de \$)		Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008		11,8	7,9
Mise en service - Ocean Falls		1,8	1,0
Prix		(3,8)	(3,8)
Volume		(0,6)	(0,6)
RECs		0,2	0,2
Conversion des filiales autonomes		1,1	0,9
Entretien		-	(0,3)
Autres		(0,2)	0,2
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009		10,3	5,5
PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWH)*	Réel 2009	Réel 2008	Moyennes historiques
Trimestre terminé le 31 décembre	41 017	34 833	34 735
Période de douze mois terminée le 31 décembre	145 303	132 057	128 501

^{*} 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.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Pour le secteur hydroélectrique de Boralex, le fait saillant de l'exercice 2009 a été l'acquisition de la centrale d'Ocean Falls en Colombie-Britannique dotée d'un contrat à long terme de vente d'électricité selon un tarif particulièrement avantageux, ce qui a permis à ce secteur d'atténuer l'impact sur ses résultats de la chute des prix de vente de l'électricité aux États-Unis.

Le secteur hydroélectrique a affiché une baisse de 1,5 M\$ ou de 12,7 % de ses produits qui se sont chiffrés à 10,3 M\$ en 2009. Il a également accusé une baisse de 2,4 M\$ ou de 30,4 % de son BAIIA qui s'est établi à 5,5 M\$ par rapport à 7,9 M\$ en 2008.

Ces résultats sont essentiellement attribuables à l'effet défavorable net de 3,8 M\$, tant sur les produits que sur le BAIIA, de la chute de 39,4 % des prix de vente de l'électricité (en \$US) sur le marché libre de l'électricité dans l'État de New York, en raison du ralentissement économique et de la baisse des prix du gaz naturel. Cependant, si l'on considère l'ensemble du secteur hydroélectrique de Boralex en Amérique du Nord, la baisse du prix de vente moyen a été atténuée par les prix de vente contractuels actuellement plus élevés au Canada que sur le marché libre des États-Unis, par la contribution de la nouvelle centrale d'Ocean Falls, en Colombie-Britannique, et par l'incidence favorable du taux de change entre les devises canadienne et américaine. Par conséquent, la baisse du prix de vente moyen de l'ensemble du secteur en dollars canadiens a été de 21,2 %.

La diminution des prix de vente a été en partie compensée par certains autre facteurs positifs dont :

- un effet favorable de 1,1 M\$ sur les produits et de 0,9 M\$ sur le BAIIA attribuable à l'appréciation du dollar américain face à la devise canadienne;
- des produits additionnels de 1,8 M\$ attribuables à la centrale d'Ocean Falls acquise en avril 2009. La contribution de cette centrale a été d'autant plus positive qu'elle bénéficie d'un prix de vente contractuel supérieur à la moyenne du secteur. L'apport de la nouvelle centrale a plus que compensé pour l'effet de volume défavorable de 0,6 M\$ attribuable aux centrales existantes. Au total, le secteur hydroélectrique a produit 145 303 MWh d'électricité en 2009, en hausse de 10,0 % sur la production de 2008 et de 13,1 % supérieur aux moyennes historiques; et
- une augmentation de 0,2 M\$ des ventes de RECs.

PERSPECTIVES ET OBJECTIFS 2010

La production du secteur hydroélectrique est difficile à prévoir puisqu'elle dépend essentiellement des conditions hydrauliques. Notons toutefois que ce secteur jouit d'une structure de coûts faibles et généralement fixes. D'autre part, ce secteur demeure actuellement désavantagé par la faiblesse des prix de l'électricité sur le marché libre de l'État de New York, bien que l'amélioration graduelle de l'économie américaine devrait favoriser une stabilisation, voir un certain raffermissement des prix au cours de l'exercice 2010. De plus, le secteur bénéficiera de la contribution de la centrale d'Ocean Falls pour toute l'année 2010, par rapport à neuf mois en 2009.

Les principaux objectifs de ce secteur en 2010 seront les suivants :

- continuer d'optimiser les 2 MW en exploitation de la centrale d'Ocean Falls dont la performance, à ce jour, est conforme aux attentes de la direction;
- renégocier le contrat de vente d'électricité de la centrale de Forces Motrices St-François conclu en 1991 dans le cadre du programme APR d'Hydro-Québec, et qui viendra à échéance à la fin de 2010. Il s'agit du premier contrat à long terme détenu par Boralex qui fera l'objet d'une renégociation. Spécifions que la centrale située à East Angus, d'une puissance installée de 2 MW, a représenté 1 % des produits consolidés de Boralex en 2009 et 1 % de son BAIIA en 2009; et
- poursuivre le développement de projets municipaux dans le cadre de l'appel d'offres d'Hydro-Québec.

Dans une perspective à moyen et long terme, Boralex se tient à l'affût des occasions de faire croître son secteur hydroélectrique, notamment en Colombie-Britannique, où une nouvelle ressource prospecte ce marché de croissance. Malgré les retards dans le suivi de l'appel d'offres lancé par le gouvernement de cette province afin de mettre en place des infrastructures d'énergie renouvelable capables de produire 3 000 gigawattheures, la direction continue de croire dans le potentiel de cette région pour son secteur hydroélectrique. De plus, la crise économique et financière de 2008-2009 aura possiblement pour conséquence de rendre des actifs ou des projets hydroélectriques disponibles pour la vente. C'est pourquoi, en plus de planifier la valorisation à moyen terme du plein potentiel de la centrale d'Ocean Falls et des droits qu'elle a acquis dans la même région en 2009, Boralex cherchera à identifier et acquérir des actifs opérationnels ou des projets qui pourraient être mis en valeur à partir de 2014.

CENTRALES THERMIQUES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS

Le tableau suivant présent les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA entre les exercices 2008 et 2009 :

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008	135,9	40,5
Prix	(4,6)	(4,6)
Volume	(8,7)	(3,2)
RECs	(8,9)	(6,4)
Conversion des filiales autonomes	9,6	3,2
Primes de puissance	0,5	0,5
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	-	0,5
Coût des matières premières	-	4,9
Entretien	-	2,8
Autres	(0,4)	1,8
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009	123,4	40,0

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

En 2009, le secteur des résidus de bois a fait face à des conditions de marché moins favorables que l'année précédente dans le contexte de récession économique qui a affecté les États-Unis. Ceci s'est notamment traduit par une baisse du prix du gaz naturel, auquel le prix de l'électricité est étroitement lié, ainsi que par une baisse des prix des RECs sur le marché du Connecticut. En réponse à cette situation, Boralex a procédé à des arrêts ou des ralentissements volontaires de production de ses centrales en périodes hors pointe.

Par ailleurs, les contrats et les mécanismes de couverture mis en place au cours des années précédentes ont fait en sorte que Boralex ait pu sécuriser l'équivalent de 65 % de la production anticipée des centrales d'Ashland , de Stratton, de Livermore Falls et de Fort Fairfield, toutes situées dans l'État du Maine, pour l'exercice 2009, à des prix fixes supérieurs aux cours du marché. Cette stratégie, jumelée aux avantages du programme d'optimisation globale de la performance mis de l'avant par ce secteur depuis 2006 (voir rubrique *Faits marquants des trois derniers exercices* de ce rapport de gestion), lui a permis de maintenir une rentabilité d'exploitation satisfaisante dans le contexte.

Les produits se sont chiffrés à 123,4 M\$, en baisse de 12,5 M\$ ou de 9,2 % sur les produits de 135,9 M\$ réalisés en 2008, en raison des trois principaux facteurs suivants :

- une diminution de 8,9 M\$ des ventes de RECs qui se sont chiffrées à 27,5 M\$ US en 2009 par rapport à 35,3 M\$ US en 2008. Ceci s'explique par un affaiblissement des prix de vente au marché de ces derniers en raison du contexte économique, jumelé à une réduction de 10,4 % de la production de RECs. Celle-ci est principalement attribuable au ralentissement volontaire de la cadence de production des centrales de Stratton, de Livermore Falls et de Chateaugay (New York), compte tenu de la faiblesse des prix de vente de l'électricité;
- un manque à gagner de 8,7 M\$ attribuable à une baisse nette de 6,2 % du volume de production, qui a totalisé 1 156 652 MWh en 2009 par rapport à 1 232 907 MWh l'année précédente. Cette baisse est attribuable à la fermeture de la centrale de Stacyville (Maine) à partir de la fin février 2009 (alors qu'elle avait fonctionné pendant les six derniers mois de l'exercice 2008), ainsi qu'à la fermeture de celle de Chateaugay pendant 60 jours au troisième trimestre et 40 jours au quatrième trimestre, en raison de la faiblesse des prix de vente de l'électricité. Excluant ces deux centrales, la production des autres centrales alimentées en résidus de bois a affiché une augmentation combinée de 1,1 %; et
- un manque à gagner de 4,6 M\$ attribuable au recul des prix de vente de l'électricité. Le prix de vente moyen sur le marché libre de la Nouvelle-Angleterre a en effet diminué de 40,1 % (en \$US) par rapport à 2008. Cependant, la baisse du prix de vente moyen des centrales de Boralex a été contenue à 8,1 % (en \$US) à la faveur, notamment, des transactions de vente à terme (swaps financiers de vente d'électricité) réalisées en 2008. De plus, en date du 1er mars 2009, une nouvelle entente de vente d'électricité pour la centrale de Fort Fairfield a été conclue pour une période de deux ans à un prix favorable par rapport aux conditions actuelles du marché.

Toutefois, ces facteurs défavorables ont été en partie compensés par l'incidence favorable nette de 9,6 M\$ de la hausse du dollar américain face au dollar canadien au cours des neuf premiers mois de 2009, par rapport à la même période en 2008.

Le BAIIA du secteur des résidus de bois s'est établi à 40,0 M\$ en 2009 comparativement à 40,5 M\$ en 2008, affichant une baisse de 0,5 M\$ ou de 1,2 %. Les mêmes facteurs défavorables qui ont affecté les produits se sont répercutés sur le BAIIA, quoique dans une moindre mesure. Ils ont, plus précisément, entrainé les variations suivantes :

- une incidence défavorable de 6,4 M\$ attribuable à la diminution des ventes de RECs, dont l'effet sur le BAIIA a toutefois été atténué par les économies en frais de vente réalisées par la centrale d'Ashland;
- une incidence négative de 4,6 M\$ attribuable à la baisse du prix de vente moyen de l'électricité, soit le même montant que celui qui a affecté les produits; et
- une incidence défavorable de 3,2 M\$ attribuable au recul du volume de production. Le fait que l'impact défavorable de la baisse de volume ait été beaucoup moins important sur le BAIIA que sur les produits s'explique principalement par les économies de matières premières relatives à l'arrêt ou le ralentissement de la production de certaines centrales.

Cependant, un certain nombre d'éléments positifs ont favorisé la rentabilité de ce groupe, dont les principaux sont les suivants:

- une baisse de 4,9 M\$ du coût des matières premières résultant notamment de la diminution des coûts de transport due à la baisse du prix du carburant, ainsi que d'une amélioration du taux de combustion, entre autres favorisée par la qualité supérieure de la composition des résidus utilisés;
- un effet favorable de 3,2 M\$ attribuable à l'appréciation du dollar américain face à la devise canadienne ;
- une diminution de 2,8 M\$ des frais d'entretien, en partie attribuable aux retombées du programme d'optimisation globale de la performance des centrales alimentées en résidus de bois. Celui-ci comportait notamment des investissements ciblés dans les équipements de production au cours des trois exercices précédents, de même que le développement d'une solide expertise interne en matière d'entretien préventif. La réduction des frais d'entretien s'explique également en partie par le fait que deux centrales ont été inopérantes pendant des périodes de trois à six mois respectivement;
- une hausse combinée de 1,0 M\$ des primes de puissance et de crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable; et
- divers autres éléments incluant les économies (autres qu'en matières premières) liés aux arrêts des centrales de Stacyville et de Chateaugay, une baisse du coût des produits chimiques utilisés par le secteur des résidus de bois, de même qu'une diminution des honoraires professionnels et de certains autres coûts.

PERSPECTIVES ET OBJECTIFS 2010

L'évolution des conditions de marché du secteur des résidus de bois au cours de l'année 2010 dépendra en grande partie de la solidité de la reprise économique attendue aux États-Unis. Certains signes encourageants pointent dans cette direction, ce qui permet à la direction de Boralex d'anticiper une stabilisation des prix de vente de l'électricité suivie d'une amélioration progressive. Cependant, ces derniers ne retrouveront vraisemblablement pas, à court terme, les niveaux élevés de 2008.

D'autre part, la tendance à la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain depuis quelques mois, si elle perdure, pourrait avoir un effet défavorable sur les résultats de ce secteur.

Bien que le secteur des résidus de bois ne bénéficie pas en 2010 des mêmes avantages que ceux qui lui avaient été octroyés en 2009, par le biais de ses contrats de vente à terme et de ses mécanismes de couverture, la Société détient néanmoins des contrats et des swaps d'électricité qui couvrent près de 65 % de la production anticipée de ses centrales pour l'exercice 2010. Rappelons également que le contrat de vente d'électricité de la centrale de Fort Fairfield, dont les termes sont plus avantageux que les conditions actuelles du marché est en vigueur jusqu'en 2011.

Conformément à sa stratégie, Boralex continuera d'ajuster le volume de production de ses centrales alimentées en résidus de bois en fonction des conditions du marché, ce qui lui confère une certaine flexibilité quant à la gestion de ses coûts. La centrale de Stacyville devrait demeurer inopérante pour une période indéterminée. Quant à la centrale de Chateaugay, qui a redémarré ses activités à la fin du mois de novembre 2009, la direction évaluera les options en fonction des conditions du marché.

En ce qui a trait au marché des RECs, l'évolution des prix de ces derniers est non seulement tributaire du contexte économique, mais également de la dynamique de l'offre et de la demande en matière d'énergie renouvelable. La direction de Boralex s'attend à une stabilisation des prix au cours de l'exercice 2010. Notons qu'en date du 9 février 2009, Boralex détenait des engagements de ventes fermes de 23,8 M\$ US (24,9 M\$) pour des livraisons de RECs devant être effectuées d'ici le 31 décembre 2012, dont environ 61% du volume de production potentiel de l'exercice 2010. Bien que les prix de vente des RECs sur le marché aient connu un certain déclin depuis la fin du troisième trimestre de 2008 en raison du ralentissement économique, la direction de Boralex est d'avis que le marché des RECs présentera, jusqu'en 2020, un potentiel intéressant de revenus récurrents pour son secteur des résidus de bois, ce qui est d'autant plus avantageux que ces produits se reflètent en majeure partie directement dans le bénéfice d'exploitation.

Un des faits majeurs pour l'exercice 2010 est l'entrée en vigueur du programme BCAP du gouvernement fédéral américain, offrant un avantage financier aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers, notamment, pour la production d'énergie. Les six centrales de Boralex se sont qualifiées pour ce programme qui générera pour Boralex des économies de ses coûts d'approvisionnement en résidus de bois. En effet, l'USDA qui gère le BCAP a entrepris le 8 février 2010 de revoir les règles d'attribution du BCAP. Boralex s'attend à ce que l'USDA annonce l'entrée en vigueur de nouvelles règles en septembre 2010. À ce moment, Boralex réévaluera l'impact des nouvelles règles sur le coût de ses approvisionnements pour les prochains exercices. Ainsi, la Société estime que la réduction de 12 M\$ US par année annoncée le 2 février s'établira plutôt à environ 6 M\$ US en 2010.

Soulignons que les retombées financières du BCAP devraient compenser pour la fin du programme de crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable, offert par le gouvernement américain jusqu'en décembre 2009. Toutefois, le projet de rétablir ce programme est actuellement à l'étude par le Congrès américain.

Enfin, 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 se positionner de façon proactive pour tirer avantage de la législation américaine de plus en plus favorable à la production d'énergie renouvelable.

CENTRALE THERMIQUE DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL

Le tableau suivant présent les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA entre les exercices 2008 et 2009 :

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2008	19,1	2,3
Prix	(2,6)	(2,6)
Volume	0,4	0,4
$\mathrm{Quotas}\mathrm{CO}_2$	-	(0,3)
Conversion des filiales autonomes	0,4	_
Coût du gaz naturel	-	2,5
Autres	(0,1)	(0,1)
EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009	17,2	2,2

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Pour cette centrale, le fait saillant de l'exercice 2009 a été la baisse importante du prix du gaz naturel, laquelle s'est répercutée sur les prix de vente de l'électricité et de la vapeur qui sont indexés à celui du gaz naturel en France.

La baisse des prix de vente a eu une incidence défavorable de 2,6 M\$ sur les produits de cette centrale, mais a été presque entièrement compensée, au niveau de son BAHA, par une diminution de 2,5 M\$ du coût de sa matière première, le gaz naturel. Par conséquent, la centrale a maintenu une rentabilité comparable à celle de l'année précédente, soit de 2,2 M\$ en 2009, par rapport à 2,3 M\$ en 2008. Ses produits ont, quant à eux, fléchi de 1,9 M\$ ou de 9,9 % pour se chiffrer à 17,2 M\$.

D'autre part, bien que la production d'électricité ait été relativement stable par rapport à l'année précédente (37 501 MWh en 2009 par rapport à 37 829 MWh en 2008), la production de vapeur a augmenté de 6,0 %, apportant un surplus de 0,5 M\$ aux produits et au BAHA annuels. En termes de rentabilité, ceci a compensé pour le manque à gagner de 0,3 M\$ occasionné par la diminution des ventes de quotas de CO₂.

Enfin, la hausse de l'euro par rapport au dollar canadien a eu une incidence favorable de 0,4 M\$ sur les produits, mais un effet nul sur le BAHA.

Au cours de l'année, la centrale a accordé un escompte de 0,6 M\$ à son client industriel sur le prix de la vapeur qui lui a été livrée, en raison de la conjoncture économique difficile. Boralex a récupéré une partie de cet escompte en janvier 2010 et s'attend à récupérer le solde au cours des prochains trimestres.

Depuis 2005, en raison des conditions du marché, la 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 vraisemblablement le cas en 2010 également.

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 contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première, comme on l'a vu en 2009.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU QUATRIÈME TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans le bénéfice net :

(en milliers de \$)	Bénéfice net (en M\$)	Par action (en \$, de base)
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2008	4,4	0,12
Variation du BAIIA	(3,6)	(0,10)
Amortissement	(0,4)	(0,01)
Gain de change	(2,1)	(0,06)
Perte nette sur instruments financiers	(0,9)	(0,02)
Frais de financement	0,3	0,01
Gain sur dilution	13,9	0,37
Impôts sur les bénéfices	3,1	0,08
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2009	14,7	0,39

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2009, Boralex a réalisé un bénéfice net de 14,7 M\$ ou de 0,39 \$ par action (de base et dilué), par rapport à 4,4 M\$ ou de 0,12 \$ par action (de base et dilué) au même trimestre en 2008. Comme il est décrit à la rubrique portant sur l'analyse des résultats annuels, le bénéfice net du quatrième trimestre de l'exercice 2009 inclut deux éléments spécifiques non récurrents, dont un gain sur dilution de 13,9 M\$ et une perte sur dépréciation d'immobilisations corporelles de 4,1 M\$ (nette d'impôts) relative à une des centrales du Fonds.

Excluant ces deux éléments, le bénéfice net du quatrième trimestre de l'exercice 2009 se serait chiffré à 5,0 M\$ ou 0,13 \$ par action (de base et dilué), ce qui représente une hausse de 0,6 M\$ ou de 0,01 \$ par action sur le bénéfice net du quatrième trimestre de l'exercice 2008. Cette amélioration est attribuable à une augmentation de 2,0 M\$ du BAHA (excluant la perte sur dépréciation d'immobilisations corporelles), jumelée à une réduction de 3,1 M\$ de la dépense d'impôts sur les bénéfices et à une diminution de 0,3 M\$ des frais de financement.

L'ensemble de ces éléments positifs a compensé pour la variation négative totalisant 3,0 M\$ des pertes de change et des instruments financiers, ainsi que l'augmentation de 0,4 M\$ des frais d'amortissement.

Produite de la

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

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2008	54,3	15,6
Mises en service ⁽¹⁾	1,3	0,9
Prix	(3,6)	(3,6)
Volume	2,1	2,1
RECs et certificats verts	(2,7)	(1,8)
Primes de puissance	0,1	0,1
Conversion des filiales autonomes	(5,4)	(1,5)
Quotas de CO ₂	_	(0,8)
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	_	0,4
Coût des matières premières	_	4,8
Entretien	_	1,2
Frais de développement – prospection	_	0,1
Part dans les résultats du Fonds	_	(6,6)
Autres		1,1
PÉRIODE DE TROIS MOIS TERMINÉE LE 31 DÉCEMBRE 2009	46,1	12,0

⁽¹⁾ Deux parcs éoliens du site Thames River et la centrale d'Ocean Falls.

PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Les produits générés par la vente d'énergie se sont chiffrés à 46,1 M\$ au cours de la période de trois mois terminée le 31 décembre 2009, en baisse de 8,2 M\$ ou de 15,1 % par rapport à la même période en 2008. Notons que la hausse marquée du dollar canadien au cours de cette période a eu une incidence défavorable de 5,4 M\$ sur les produits trimestriels. À taux de change constants, ces derniers auraient affiché une diminution d'environ 5,2 %.

Outre la fluctuation des taux de change, le recul des produits est attribuable à la baisse des prix de vente de l'électricité et de la vapeur ainsi qu'à à la diminution des ventes de RECs et de certificats verts. Ces variations ont provoqué un manque à gagner combiné de 6,3 M\$. Par contre, elles ont été atténuées par la contribution additionnelle de 3,4 M\$ générée par l'expansion de la puissance installée de Boralex et l'augmentation du volume de production de ses centrales existantes.

Sur une base sectorielle, l'évolution trimestrielle des produits de la vente d'énergie a été comme suit :

- Les produits de la vente d'énergie du secteur éolien se sont chiffrés à 11,0 M\$ par rapport à 7,9 M\$ au même trimestre en 2008, en hausse de 3,1 M\$ ou de 39,2 %. En plus de l'indexation des prix de vente contractuels, la croissance des produits s'explique par une augmentation de 40,7 % du volume de production, ce qui a généré des revenus additionnels de 2,9 M\$, dont 2,4 M\$ attribuables aux sites existants et 0,5 M\$ au démarrage des deux premiers parcs éoliens du site Thames River (Ontario) les 8 et 17 décembre 2009 respectivement. Tous les sites français ont augmenté leur production, à la faveur de ressources de vent généralement bonnes et d'une meilleure disponibilité de leurs équipements.
- Les produits du secteur hydroélectrique ont augmenté de 0,1 M\$ ou de 3,7 % (augmentation de 15,6 % à taux de change constant entre le dollar canadien et le dollar américain) pour se chiffrer à 2,9 M\$. Cette hausse est principalement attribuable à l'ajout de la centrale d'Ocean Falls acquise en avril 2009. Les centrales existantes ont aussi légèrement accru leur production. Au total, l'accroissement de 17,8 % du volume de production de ce secteur a généré des revenus supplémentaires de 0,8 M\$, qui ont plus que compensé pour le manque à gagner de 0,4 M\$ occasionné par la baisse du prix de vente moyen de ce secteur. En effet, les centrales américaines ont accusé un repli de 18,9 % (en \$US) de leur prix de vente moyen, tandis que la baisse du prix de vente moyen en dollar canadien pour l'ensemble du secteur en Amérique du Nord a été de 10,4 %.
- Les produits de la vente d'énergie du secteur des résidus de bois se sont chiffrés à 27,0 M\$, en baisse de 10,0 M\$ ou de 27,0 % sur ceux du même trimestre en 2008 (baisse de 14,1 % à taux de change constant entre le dollar canadien et le dollar américain). Outre l'incidence défavorable de 4,8 M\$ de la fluctuation des devises, le recul des produits est attribuable à une baisse de 2,8 M\$ des ventes de RECs, sous l'effet conjugué du fléchissement des prix de ces derniers et d'un ralentissement de la production, de même qu'à un manque à gagner de 2,1 M\$ dû à la baisse des prix de vente de l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre. La baisse du prix de vente moyen de ce secteur a toutefois été atténuée par les transactions de vente à terme d'électricité conclues au cours des trimestres précédents. Par ailleurs, la centrale de Stacyville a été inopérante pendant tout le trimestre, tandis que celle de Chateaugay a interrompu ses opérations pendant 40 jours, ce qui a produit un effet de volume défavorable de 0,8 M\$ sur les produits.

Cependant, excluant ces deux centrales, les autres centrales thermiques alimentées en résidus de bois ont affiché une hausse combinée de 18,8 % de leur volume de production.

 Les produits de la centrale thermique au gaz naturel ont diminué de 1,3 M\$ ou de 20,0 % en raison principalement de la baisse du prix de vente de la vapeur et de l'électricité.

AUTRES PRODUITS

Les produits autres que les produits de la vente d'énergie affichent un solde négatif de 3,0 M\$ au quatrième trimestre de 2009, comparativement à des produits de 4,7 M\$ à la même période en 2008. Cette variation négative de 7,7 M\$ s'explique par la diminution de 6,7 M\$ de la part de Boralex dans les résultats du Fonds, en grande partie due à la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau discutée précédemment dans le commentaire portant sur les résultats de l'exercice 2009. De plus, les *Autres revenus* ont diminué de 1,4 M\$ en raison principalement des ventes moins importantes qu'en 2008 de droits d'émission de CO₂ excédentaires par la centrale française alimentée au gaz naturel.

BAIIA

Le BAIIA consolidé du quatrième trimestre de 2009 s'est chiffré à 12,0 M\$, soit 17,6 M\$ en excluant la dépréciation d'immobilisations corporelles du Fonds. Sans cet élément spécifique, le BAIIA consolidé trimestriel a affiché une hausse de 2,0 M\$ ou de 12,8 % par rapport à celui du même trimestre en 2008. La fluctuation des devises a eu une incidence défavorable de 1,5 M\$ sur le BAIIA consolidé trimestriel, sans quoi ce dernier (excluant l'élément spécifique) aurait affiché une hausse de plus de 20 %. Celle-ci est attribuable à une réduction de 6,0 M\$ du total du coût des matières premières et des frais d'entretien principalement dans le secteur des résidus de bois, ainsi qu'à l'effet favorable de 3,0 M\$ lié à l'augmentation du volume de production principalement dans le secteur éolien. Ces facteurs ont pallié l'incidence défavorable totalisant 5,4 M\$ résultant de la baisse des prix de vente de l'électricité et des RECs aux États-Unis.

L'évolution sectorielle du BAIIA a été comme suit :

30

- Le BAIIA du secteur éolien a augmenté de 3,0 M\$ ou de 49,9 % (hausse de 51,6 % à taux de change constant) pour atteindre 9,1 M\$. Cette performance est principalement attribuable à l'augmentation du volume de production des centrales existantes et à la mise en service des deux premiers parcs du site Thames River, ces deux facteurs ayant généré des contributions additionnelles respectives de 2,4 M\$ et 0,5 M\$ au BAIIA sectoriel. De plus, celui-ci a bénéficié de l'incidence favorable de 0,3 M\$ de l'indexation des prix de vente de l'électricité, ainsi que d'une réduction de 0,2 M\$ des frais d'entretien.
- Le BAIIA du secteur hydroélectrique a augmenté de 0,1 M\$ ou de 5,8 % (augmentation de 18,3 % à taux de change constant) pour se chiffrer à 1,7 M\$, grâce principalement à la contribution de la centrale d'Ocean Falls. La rentabilité de ce secteur a aussi bénéficié de la légère hausse du volume de production des centrales existantes ainsi que d'une réduction des frais d'entretien et de certaines autres dépenses. Ces facteurs ont pallié le manque à gagner de 0,4 M\$ occasionné par la baisse du prix de vente moyen du secteur.
- Le BAIIA du secteur des résidus de bois s'est chiffré à 9,4 M\$ par rapport à 9,1 M\$ en 2008, soit une hausse de 0,3 M\$ ou de 3,3 % (hausse de 16,0 % à taux de change constant). La baisse de son prix de vente moyen d'électricité, le recul de ses ventes de RECs et la diminution de son volume de production ont eu des impacts négatifs de 2,1 M\$, 1,9 M\$ et 0,8 M\$ respectivement sur le BAIIA de ce secteur. Par contre, ces éléments ont été plus que compensés par une réduction totale de 4,3 M\$ du coût de ses matières premières et de ses frais d'entretien, ainsi que par divers autres éléments favorables totalisant 1,9 M\$.
- Enfin, le BAIIA de la centrale thermique au gaz naturel a accusé un repli de 0,5 M\$ ou de 33,6 % (diminution de 28,2 % à taux de change constant) pour s'établir à 0,9 M\$. Ceci s'explique principalement par l'enregistrement de ventes de droits d'émission de CO₂ excédentaires plus importantes au dernier trimestre de 2008 qu'à la période équivalente en 2009. Nonobstant ce fait, la baisse des prix de vente d'électricité et de vapeur produites par cette centrale a été plus que compensée par la diminution du coût de sa matière première.

AMORTISSEMENT, PERTE (GAIN) DE CHANGE, PERTE NETTE SUR INSTRUMENTS FINANCIERS, FRAIS DE FINANCEMENT ET BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

La dépense d'amortissement du quatrième trimestre s'est chiffrée à 6,7 M\$ comparativement à 6,3 M\$ en 2008. Compte tenu de la croissance des immobilisations depuis un an, cette diminution s'explique par deux principaux facteurs : (i) la hausse significative du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro au cours du quatrième trimestre de 2009, qui a eu pour effet de réduire la dépense d'amortissement des actifs de Boralex situés aux États-Unis et en Europe ; et (ii) la diminution du volume de production du secteur des résidus de bois, dont la dépense d'amortissement est en partie basée sur son volume de production.

Les frais de financement ont diminué de 0,3 M\$ pour s'établir à 3,5 M\$. En plus des remboursements de dettes effectués au cours de la dernière année, cette baisse s'explique principalement par l'incidence favorable de la hausse du dollar canadien par rapport à l'euro et de son impact sur la dépense d'intérêt relative à la dette libellée en euros, laquelle représente actuellement 72 % de la dette totale de Boralex.

Boralex a enregistré une perte de change de 1,3 M\$ au quatrième trimestre de 2009, par rapport à un gain de change de 0,8 M\$ l'année précédente, soit une variation défavorable de 2,1 M\$. De plus, Boralex a comptabilisé une perte de 0,9 M\$ sur instruments financiers, par rapport à une perte négligeable en 2008.

Par conséquent, Boralex a enregistré un bénéfice avant impôts de 13,5 M\$. Excluant le gain sur dilution de 13,9 M\$ et la dépréciation des actifs corporels d'une centrale du Fonds de 5,6 M\$, le bénéfice avant impôts s'est chiffré à 5,2 M\$, comparativement à un bénéfice avant impôts de 6,3 M\$ au quatrième trimestre de 2008.

RECOUVREMENT D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Boralex a inscrit un recouvrement d'impôts de 1,3 M\$ par rapport à une dépense d'impôts de 1,8 M\$ l'année précédente. Ceci s'explique principalement par le fait que le gain sur dilution, excluant les dépenses y afférent, n'est pas un item imposable.

BÉNÉFICE NET

Boralex a clos le quatrième trimestre de l'exercice 2009 avec un bénéfice net de 14,7 M\$ ou 0,39 \$ par action (de base et dilué). Excluant les deux éléments mentionnés précédemment, net d'impôts, le bénéfice net s'est chiffré à 5,0 M\$ ou 0,13 \$ par action (de base et dilué), comparativement à un bénéfice net de 4,4 M\$ ou 0,12 \$ par action (de base et dilué) pour la même période en 2008.

En résumé,

excluant les deux éléments spécifiques du quatrième trimestre de 2009, soit le gain sur dilution et la dépréciation des actifs corporels d'une centrale du Fonds, ainsi que la fluctuation des devises, les résultats trimestriels de Boralex témoignent d'une amélioration de la rentabilité d'exploitation, en majeure partie attribuable à la croissance du secteur éolien jumelée à une réduction des coûts d'approvisionnement et d'entretien du secteur des résidus de bois. L'expansion significative de la puissance installée du secteur éolien en 2010 devrait favoriser une amélioration de la performance globale au cours du prochain exercice.

ANALYSE DES PRINCIPAUX FLUX DE TRÉSORERIE DU TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 2009 ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2009, la marge brute d'autofinancement de Boralex s'est chiffrée à 11,3 M\$ ou 0,30 \$ par action, par rapport à 11,1 M\$ ou 0,30 \$ par action au même trimestre en 2008. Cette variation est attribuable aux éléments non monétaires entrant dans le calcul du bénéfice net, principalement la part de Boralex dans les résultats du Fonds, et en particulier, sa part dans la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau et les crédits d'impôts pour énergie renouvelable. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a produit des fonds additionnels de 13,3 M\$ par rapport à 6,3 M\$ l'année précédente. La génération de fonds au quatrième trimestre de 2009 s'explique principalement par la hausse des comptes créditeurs et charges à payer entre le 30 septembre et le 31 décembre 2009, dans le cadre des transactions liées aux constructions en cours, aux acquisitions de fin d'année, aux écarts au niveau des versements d'intérêts ainsi qu'à la mise en service des éoliennes en Ontario au quatrième trimestre de 2009. Par conséquent, les activités d'exploitation du dernier trimestre de 2009 ont produit des flux de trésorerie totalisant 24,6 M\$ par rapport à 17,4 M\$ l'année précédente.

Pour l'ensemble de l'exercice 2009, la marge brute d'autofinancement s'est chiffrée à 47,4 M\$ ou 1,26 \$ par action, par rapport à 55,2 M\$ ou 1,46 \$ par action en 2008. Cette baisse de 7,8 M\$ s'explique par les mêmes éléments mentionnés plus haut, lesquels ont atténué l'impact défavorable de la diminution du BAIIA annuel, de la baisse des distributions reçues du Fonds et de l'augmentation des impôts exigibles causée par l'épuisement des pertes fiscales reportées des centrales américaines. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a produit des fonds additionnels de 13,4 M\$ par rapport à une utilisation de fonds de 1,0 M\$ l'année précédente. La génération de fonds en 2009 s'explique surtout par la réduction des débiteurs résultant de la baisse du volume de production et des prix des RECs ainsi que de la baisse des prix de vente de l'électricité dans le secteur des résidus de bois, jumelée à la hausse des créditeurs et charges à payer mentionnée précédemment. Ainsi, les activités d'exploitation de 2009 ont produit des flux de trésorerie totaux de 60,8 M\$ par rapport à 54,2 M\$ en 2008.

ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Au quatrième trimestre de 2009, Boralex a effectué des investissements au montant net de 74,2 M\$ par rapport à 14,0 M\$ à la même période en 2008. Les principaux investissements du trimestre ont été les suivants :

- un montant de 47,3 M\$ pour l'acquisition d'entreprises, exclusivement dans le secteur éolien, dont 37,6 M\$ représentant la part de Boralex dans l'achat des parcs français de Ronchois et Le Grand Camp et celui déjà en exploitation de Bel Air, 6,6 M\$ pour l'acquisition du projet français Chasse-Marée en cours de construction, et 3,0 M\$ pour acquérir trois des cinq parcs de la phase II du site Thames River en Ontario, dont Boralex détenait les droits;
- un montant de 24,4 M\$ alloué à l'achat de nouvelles immobilisations corporelles, dont 22,9 M\$ dans le secteur éolien principalement pour le démarrage de la phase I du site Thames River et pour le parc français Cham Longe II, 0,7 M\$ en investissements divers dans le secteur des résidus forestiers principalement pour améliorer les équipements des centrales de Livermore Falls et de Stratton, 0,2 M\$ pour optimiser la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls et le reste au niveau corporatif; et
- un montant de 3,4 M\$ investi dans les projets de développement, en majeure partie alloué au développement du secteur éolien au Canada, et principalement à la phase II du site Thames River et aux projets de la Seigneurie de Beaupré.

À l'inverse, Boralex a encaissé un montant de 0,6 M\$ représentant les remboursements effectués par des fournisseurs de résidus forestiers sur les broyeurs financés par Boralex.

Pour l'ensemble de l'exercice 2009, Boralex a investi un montant total net de 156,1 M\$ par rapport à 59,6 M\$ en 2008. Conformément à la stratégie d'investissement adoptée par la Société, en réponse à la détérioration des conditions économiques et financières mondiales au cours des 18 derniers mois, les investissements de l'année ont été presque exclusivement alloués à des projets aptes à générer des flux monétaires à court terme. Les investissements de l'exercice 2009 ont été répartis ainsi :

- 84,5 M\$ en nouvelles immobilisations corporelles dont 76,8 M\$ dans le secteur éolien (principalement pour la phase I du site Thames River), 4,8 M\$ dans le secteur des résidus de bois, 1,2 M\$ dans le secteur hydroélectrique et 1,7 M\$ au niveau corporatif;
- 53,8 M\$ en acquisition d'entreprises incluant, en plus des acquisitions du quatrième trimestre décrites précédemment, le premier versement de 4,5 M\$ en espèces effectué sur l'acquisition de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls ainsi que 1,7 M\$ pour acquérir un des cinq parcs de la phase II du site Thames River en Ontario. Le coût total de l'acquisition d'Ocean Falls s'élève à 19,0 M\$. En plus du premier montant de 4,5 M\$, un montant additionnel de 5,0 M\$ sera versé le 1^{er} avril 2010 et le solde, au 1^{er} avril 2011. Selon les conventions en vigueur, si la Société parvenait à mettre en place un financement avant le 1^{er} avril 2011, le produit net de ce financement devrait être versé au vendeur, jusqu'à concurrence du solde de prix d'achat;
- 10,3 M\$ alloués aux projets de développement, principalement à titre de dépôts sur l'achat des turbines destinées à la phase II de 50 MW du site éolien Thames River, ainsi que pour le développement du site de la Seigneurie de Beaupré;
- 6,4 M\$ en autres investissements, représentant principalement le coût d'acquisition de broyeurs, net des montants perçus pour la location de ceux-ci à des fournisseurs de résidus de bois; et
- 1,1 M\$ de réserves engagées pour les travaux d'amélioration de la centrale d'Ocean Falls.

32 ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Les activités de financement du quatrième trimestre ont généré des liquidités nettes de 50,6 M\$. La Société a encaissé 23,2 M\$ (15,0 M€) dans le cadre de la participation de 16 % acquise par Cube dans les opérations européennes de Boralex. De plus, la Société a eu recours à de nouveaux financements à long terme totalisant 35,1 M\$ (net des frais de financement de 0,1 M\$), dédiés majoritairement au développement de son secteur éolien, dont 18,0 M\$ pour les parcs de Ronchois et Le Grand Camp, 14,4 M\$ pour la phase I du site Thames River au Canada, 2,3 M\$ pour le parc Chasse-Marée et 0,2 M\$ pour le parc Cham Longe II en France. Par ailleurs, Boralex a remboursé un total de 7,7 M\$ de dettes existantes, dont 6,8 M\$ de la dette à long terme et 0,9 M\$ de l'emprunt bancaire.

Pour l'ensemble de l'exercice 2009, les activités de financement ont généré des liquidités nettes de 75,7 M\$. La Société a eu recours à de nouveaux financements à long terme totalisant 68,7 M\$, net des frais de financement de 2,4 M\$. Boralex a encaissé un montant net de 22,2 M\$ constitué de la participation de 16 % acquise par Cube dans les opérations européennes de Boralex pour un montant de 23,2 M\$, déduction faite de la somme de 1,0 M\$ versée dans le cadre du rachat du solde des participations minoritaires dans la centrale hydroélectrique de Forces Motrices St-François (Québec). La Société a également accru de 12,3 M\$ son emprunt bancaire à court terme et remboursé 27,5 M\$ de sa dette à long terme. Les principaux financements à long terme ont été les suivants:

- 47,7 M\$ pour la phase I du site éolien Thames River, tirés sur le financement de 56,0 M\$ conclu en octobre 2009. Celui-ci correspond à environ 55 % du coût total des quatre parcs et sera amorti sur une période de 19 ans ;
- 18,0 M\$ pour les parcs éoliens de Ronchois et Le Grand Camp qui ont été acquis le 27 décembre 2009 ;
- 2,4 M\$ pour le parc éolien français de Cham Longe II, dont les nouveaux équipements ont été mis en service au début février 2010. Le financement de 8,7 M\$ mis en place en septembre 2009, d'une durée de 15 ans, couvre plus de 82 % de l'investissement total requis. Rappelons que Boralex entend exercer, au cours de l'année 2010, l'option d'achat qu'elle détient sur la part des minoritaires de la société Boralex Cham Longe II S.A.S.;
- 2,3 M\$ pour le parc en développement de Chasse-Marée, tirés sur le financement de 20,3 M\$ conclu en octobre 2009 pour une durée de 15 ans, qui représente plus de 80 % de l'investissement total requis. Ce parc éolien sera mis en service au deuxième trimestre de 2010; et
- 0,7 M\$ pour l'agrandissement de nos bureaux à Blendecques, en France.

Par ailleurs, au cours de l'exercice 2009, la fluctuation du dollar canadien face à l'euro et au dollar américain a réduit de 11,8 M\$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (dont une réduction de 0,8 M\$ au cours du quatrième trimestre de 2009). L'ensemble des mouvements de trésorerie de 2009 a utilisé des liquidités totales nettes de 33,4 M\$. Par conséquent, celles-ci se chiffraient à 37,8 M\$ au 31 décembre 2009, par rapport à 69,2 M\$ au 31 décembre 2008.

En résumé,

les mouvements de fonds de l'exercice 2009 reflètent principalement les réussites de Boralex suivantes :

- le maintien d'une capacité d'autofinancement importante, même en temps de récession économique ;
- le respect de ses objectifs de gestion prudente de ses investissements et de sa structure de capital dans le contexte économique qui a prévalu depuis l'automne 2008;
- sa capacité de créer une plus value pour ses actionnaires, notamment par la conclusion de son partenariat stratégique et financier avec Cube; et
- son succès à obtenir du financement et à mener à bien ses projets en pleine crise mondiale du crédit, ce qui atteste de la qualité des projets développés par Boralex.

Ces forces continuent à rehausser la santé et la flexibilité financières de la Société en vue de la réalisation de ses objectifs stratégiques en Europe et en Amérique du Nord.

SITUATION FINANCIÈRE AU 31 DÉCEMBRE 2009

ACTIF

L'évolution des principaux postes du bilan entre les 31 décembre 2008 et 2009 reflète principalement les activités d'investissement et de financement de la période, ainsi que l'impact de la fluctuation du dollar canadien en relation avec le dollar américain et l'euro.

En date du 31 décembre 2009, l'actif total de Boralex se chiffrait à 663,7 M\$ comparativement à 623,0 M\$ au 31 décembre 2008. Cette croissance est attribuable à l'augmentation de 80,9 M\$ de la valeur de l'actif à long terme qui atteignait 574,6 M\$ au 31 décembre 2009, résultant principalement de l'expansion du secteur éolien au Canada et en Europe. L'actif à court terme, au contraire, a diminué de 40,0 M\$ pour se chiffrer à 89,1 M\$ en fin d'exercice.

La progression de l'actif à long terme se détaille comme suit :

- une augmentation nette de 83,1 M\$ de la valeur des immobilisations corporelles, déduction faite des amortissements de 24,0 M\$ de l'exercice, résultant de la construction et du démarrage de la phase I du site éolien Thames River, de l'acquisition de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls et de celle des quatre parcs éoliens en France (Chasse-Marée, Ronchois, Le Grand Camp et Bel Air), des constructions en cours en France et en Ontario et des entretiens dans le secteur des résidus de bois. Par ailleurs, l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro entre les 31 décembre 2008 et 2009 a réduit la valeur des immobilisations de 38,3 M\$;
- une augmentation nette de 22,6 M\$ provenant principalement des acquisitions des quatre nouveaux parcs en France, de trois parcs de la phase II du site Thames River et de Ocean Falls; et
- une diminution nette de 11,0 M\$ de la valeur des autres actifs principalement attribuable à une diminution de la juste valeur des instruments financiers dérivés, une incidence négative de 8,8 M\$ attribuable à la fluctuation des devises ainsi qu'à la reclassification de projets en développement de 5,2 M\$ en 2008 aux immobilisations. L'effet de cette diminution a été partiellement atténué par les droits d'eau de la centrale d'Ocean Falls et les investissements effectués dans les contrats de location de broyeurs.

Quant à la diminution de 13,9 M\$ du placement, elle s'explique par la dépréciation d'immobilisations corporelles du Fonds ainsi que par la fluctuation des devises.

Pour sa part, la diminution de l'actif à court terme s'explique par les principaux éléments suivants :

- une diminution de 31,4 M\$ de la trésorerie et équivalents de trésorerie résultant de l'utilisation d'une partie des liquidités de la Société, pour financer certains besoins de fonds de la période, jumelée à une incidence négative de 11,8 M\$ liés à des écarts de conversion; et
- une diminution de 9,2 M\$ des débiteurs résultant principalement de la baisse du volume de production et des prix des RECs de même que de la baisse des prix de vente de l'électricité.

FONDS DE ROULEMENT

Au 31 décembre 2009, le fonds de roulement de Boralex se chiffrait à 14,4 M\$ pour un coefficient de 1,19:1, comparativement à 70,2 M\$ et un coefficient de 2,19:1 au 31 décembre 2008. Cette diminution est attribuable aux facteurs suivants :

- la diminution, commentée précédemment, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des débiteurs ; et
- le recours à l'emprunt bancaire à court terme pour un montant net totalisant 12,3 M\$.

DETTE TOTALE ET CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2009, la dette totale de la Société se chiffrait à 242,7 M\$ par rapport à 187,4 M\$ au 31 décembre 2008. Cette hausse de 55,3 M\$ résulte des financements à long terme décrits sous une rubrique précédente, nets des remboursements effectués sur la dette à long terme existante depuis le début de l'exercice, de l'utilisation d'emprunts bancaires à court terme et des nouvelles dettes contractées lors des acquisitions d'Ocean Falls (14,0 M\$) et Bel Air (9,2 M\$). Cependant, la dépréciation de l'euro par rapport au dollar canadien a eu pour effet de diminuer d'environ 22,4 M\$ le montant de la dette à long terme. Soulignons qu'au 31 décembre 2008, 97 % de la dette à long terme de Boralex était en Europe. À la suite du développement de son secteur éolien au Canada, cette proportion a été réduite à 72 % au 31 décembre 2009.

En déduisant de la dette totale la trésorerie et les équivalents de trésorerie, l'endettement total net (excluant les frais de financement reportés) s'établissait à 204,9 M\$ au 31 décembre 2009, par rapport à 118,2 M\$ au 31 décembre 2008.

Par ailleurs, malgré le bénéfice net de l'exercice 2009, les capitaux propres ont diminué de 22,7 M\$ ou de 6,3 % entre les 31 décembre 2008 et 2009, passant de 362,7 M\$ à 340,0 M\$. Cette baisse s'explique par la variation défavorable de 48,4 M\$ du cumul des autres éléments du résultat étendu, attribuable à la dépréciation de l'euro et du dollar américain par rapport au dollar canadien ainsi qu'à la variation de la valeur des instruments de couverture (« hedging »).

Ainsi, le coefficient d'endettement total net par rapport à la capitalisation aux livres (somme de l'endettement total net et des capitaux propres) est passé de 24,6 % au 31 décembre 2008, à 37,6 % au 31 décembre 2009.

Compte tenu du cours boursier du titre de Boralex, qui était de 9,70 \$ au 31 décembre 2009, le ratio de la dette totale nette sur la valeur d'entreprise se situait à 36,5 % à cette date, comparativement à 30,1 % au 31 décembre 2008 alors que la valeur de l'action était de 7,55 \$.

34 PERSPECTIVES ET OBJECTIFS 2010

La direction de Boralex prévoit une croissance des résultats d'exploitation de la Société en 2010, qui sera générée par l'expansion récente — et en cours — du secteur éolien. Les perspectives des différents secteurs d'exploitation de Boralex pour l'exercice 2010 sont décrites en détail à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2009* 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 de ce secteur atteindra près de 260 MW en décembre 2010. Le secteur éolien deviendra ainsi le plus important secteur d'exploitation de Boralex en 2010. Au cours du prochain exercice, plus précisément, les produits et le BAIIA de ce secteur bénéficieront de la contribution additionnelle des actifs suivants :

- le parc de 7 MW de Bel Air en France, qui contribuera 12 mois en 2010 ;
- la phase I de 40 MW du site Thames River au Canada, selon les conditions du programme Advanced RESOP, contribution de 11 mois:
- la mise en service de 4,6 MW du parc français de Cham Longe II, contribution de 11 mois ;
- la mise en service du nouveau parc de 9,2 MW de Chasse-Marée, contribution d'environ neuf mois ;
- la mise en service du parc français de 10 MW Le Grand Camp, contribution d'environ six mois ; et
- la mise en service du parc français de Ronchois de 30 MW, contribution d'environ cinq mois.

Rappelons également que la phase II de 50 MW du site Thames River sera complétée avant la fin de l'exercice 2010.

Tous ces nouveaux sites bénéficient de contrats à long terme de vente d'électricité à un prix de vente moyen supérieur au prix moyen actuel de Boralex. Ainsi, la proportion de la puissance installée faisant l'objet de contrats à long terme aux prix de vente indexés passera de 55 % au 31 décembre 2009, à 65 % à la fin de l'exercice 2010. Avec la mise en service des deux parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré au Québec en 2013, cette proportion passera à plus de 70 %, assurant à Boralex une entrée de revenus, de bénéfices et de flux monétaires plus stable et à plus forte valeur ajoutée.

De plus, le partenariat conclu avec Cube en décembre 2009 agira, au cours des trois 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 dans l'énergie solaire.

SECTEUR DES RÉSIDUS DE BOIS

En 2010, la performance de ce secteur sera favorisée par la qualification de l'ensemble de ses centrales au nouveau programme américain BCAP, qui générera des économies d'environ 6 M\$ US annuellement en coûts d'approvisionnement au cours des prochains trimestres. En outre, certains signes encourageants pointent vers une hausse des prix de vente du marché de l'électricité et une stabilisation des prix de vente des RECs. En date du 17 février 2010, Boralex détenait des engagements de ventes fermes de 24,9 M\$ (23,8 M\$ US) pour des livraisons de RECs devant être effectuées d'ici le 31 décembre 2012, dont environ 61 % du volume de production potentiel de l'exercice 2010.

Cependant, trois facteurs nuiront à la performance de ce secteur en 2010 :

- la fin au 31 décembre 2009, du programme américain de crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable, qui a notamment contribué de 13,9 M\$ au BAHA de ce secteur en 2009. Rappelons, toutefois, que le rétablissement de ce programme est actuellement à l'étude par le Congrès américain;
- la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain depuis quelques mois ; et
- les avantages moins importants qu'en 2009 provenant des contrats de vente d'électricité et des mécanismes de couverture.
 Néanmoins, Boralex a sécurisé 65 % de la production potentielle d'électricité de ce secteur pour 2010 à des prix supérieurs aux conditions actuelles du marché.

À moyen terme, bien que le secteur des résidus de bois de Boralex soit plus exposé que ses autres secteurs aux fluctuations cycliques de la demande et des prix de l'électricité, la direction est d'avis qu'il continuera de représenter une source significative de profits et de liquidités pour la Société. Les principaux avantages du secteur des résidus de bois sont les suivants:

- sa stratégie novatrice d'approvisionnement en résidus forestiers, qui lui assure une disponibilité optimale de matière première;
- les investissements alloués à l'amélioration des équipements depuis 2006, jumelés à son expertise interne en entretien préventif, ce qui rehausse la disponibilité et l'efficacité de son infrastructure de production;
- son expertise de pointe dans la vente à terme d'électricité et de RECs et dans les mécanismes de couverture ; et
- son leadership dans la production de RECs, un marché dont les perspectives demeurent excellentes à moyen et long terme dû au fait, notamment, que la proportion minimale d'énergie verte imposée aux distributeurs par l'État du Connecticut passera à 20 % d'ici 2020 (par rapport à 1,5 % au début du programme en 2005 et à 7 % en 2010).

La performance de ce secteur en 2010 sera vraisemblablement affectée par la force du dollar canadien, bien que ce facteur soit atténué par l'amélioration graduelle des prix de vente du marché dans le nord-est des États-Unis et par la pleine contribution de la centrale canadienne d'Ocean Falls pour toute l'année 2010.

Boralex vise à faire croître son secteur hydroélectrique à moyen terme, notamment en Colombie-Britannique,

CENTRALE DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL

Quelles que soient les conditions du marché, cette unité de production est 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 vu en 2009.

ÉNERGIE SOLAIRE

Boralex œuvre actuellement à l'implantation d'un site de production d'énergie solaire en France.

En 2010, Boralex poursuit son développement d'un premier parc solaire sur le site éolien d'Avignonet-Lauragais qu'elle exploite dans le sud de la France. Les nouvelles infrastructures d'une puissance installée potentielle de 4,6 MW devraient utiliser la technologie des panneaux photovoltaïques et l'électricité serait vendue à Électricité de France en vertu d'un contrat de 20 ans.

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. De plus, le ralentissement économique de 2008-2009 et le développement des technologies solaires ont eu pour effet d'abaisser le coût de ces équipements au cours des deux dernières années. C'est pourquoi Boralex entend notamment capitaliser sur son partenariat financier et stratégique avec Cube pour reproduire le succès qu'elle connait depuis 2002 dans le secteur éolien en Europe. Des projets totalisant 40 MW sont actuellement à l'étude en France et nous explorons également le potentiel de ce marché en Espagne.

PARTICIPATION DE BORALEX DANS LE FONDS

Il est probable que les résultats du Fonds en 2010 continueront de subir, entre autres, les effets des difficultés de l'industrie forestière ainsi que l'impact de l'appréciation soutenue du dollar canadien sur le dollar américain. Pour cette raison, le 11 décembre 2009, le Fonds a annoncé une réduction des distributions versées aux porteurs de parts de 0,70 \$ à 0,40 \$ par part de fiducie sur une base annualisée, et ce, à compter de la distribution déclarée en janvier 2010 et payée en février 2010. Cette diminution aura pour effet de diminuer les flux monétaires perçus par Boralex de 3,8 M\$ en 2010.

OBJECTIF À MOYEN TERME : EXPLOITER UNE PUISSANCE CONTRACTÉE DE 1 000 MW

Boralex finira l'exercice 2010 avec une puissance installée de 516 MW, dont près de 65 % assortis de contrats de vente à long terme indexés. Avec la mise en service des parcs de la Seigneurie de Beaupré en 2013, la puissance installée passera à plus de 650 MW, dont plus de 70 % contractés.

La Société garde le cap sur son objectif à moyen terme de constituer, seule ou avec des partenaires, une base d'actifs de production d'énergie renouvelable de 1 000 MW assortis de contrats à long terme. Le fer de lance de son expansion sera le secteur éolien, bien que Boralex envisage également d'élargir son secteur hydroélectrique au Canada et de s'établir dans le secteur solaire en Europe.

C'est pourquoi, tout en mettant l'accent sur l'exécution optimale de ses projets en cours dans le secteur éolien, Boralex travaille dès à présent à la recherche et à la mise en œuvre de projets qui assureront sa croissance après 2013, année de la mise en service des parcs de la Seigneurie de Beaupré. En particulier, la crise économique et financière mondiale de la dernière année a fait en sorte que certains développeurs ou opérateurs d'actifs énergétiques pourraient décider de mettre en vente une partie de leurs actifs afin de financer d'autres opérations. Comme elle l'a fait récemment en France, la Société entend tabler sur ce genre d'opportunités pour acquérir des projets en développement détenant déjà des contrats de vente d'électricité à long terme et un financement assorti et/ou, d'actifs énergétiques opérationnels, tant au Canada qu'en Europe.

De plus, la baisse du coût du pétrole, des taux d'intérêt de base et du prix des équipements, dont les turbines éoliennes, depuis un an est bénéfique à la rentabilité d'exploitation de certaines centrales et aux coûts des projets de développement futurs de la Société.

COMMENTAIRE DE LA DIRECTION SUR LA SITUATION ÉCONOMIQUE ACTUELLE

La direction est d'avis que certains aspects inhérents à la nature des activités, des expertises et des actifs de la Société, à la structure de son capital, à ses mécanismes de gestion des risques et, enfin, à l'évolution même de son industrie, contribuent à diminuer ses risques d'affaires. Les principaux aspects que la direction désire souligner sont les suivants :

- À l'heure actuelle, près de 55 % de la puissance installée totale de la Société fait l'objet de contrats de vente d'électricité à long terme de durées résiduelles variant de 12 mois à 20 ans. Pour le moment, il s'agit plus précisément de la totalité des parcs éoliens ainsi que de la centrale thermique de cogénération au gaz naturel situées en France, de deux centrales hydroélectriques au Québec, de la nouvelle centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, d'une centrale hydroélectrique aux États-Unis et d'une centrale alimentée en résidus de bois aux États-Unis. Les clients desservis par ces unités sont les sociétés d'état EDF, Hydro-Québec, BC Hydro et New Brunswick Power, des sociétés de services publiques règlementées dont la cote de crédit est très élevée. La proportion de la puissance installée et opérationnelle de Boralex sous contrats à long terme

- passera à près de 65 % d'ici la fin de l'exercice 2010. Toujours en ce qui a trait à ses actifs sous contrats à long terme, lesquels se rapportent principalement aux secteurs éolien et hydroélectrique, les risques d'affaires courants sont de nature principalement climatique, et relèvent peu du contexte économique. Quant aux 45 % de la puissance installée actuelle de Boralex ne bénéficiant pas de contrats à long terme, il s'agit essentiellement de cinq centrales thermiques du secteur des résidus de bois et de quatre centrales hydroélectriques, toutes situées dans le nord-est des États-Unis, qui transigent leur électricité sur le marché libre.
- À la différence de plusieurs joueurs de l'industrie mondiale de l'énergie dont les activités consistent principalement en développement de projets, Boralex, bien que détenant des expertises en développement, est avant tout spécialisée dans l'exploitation d'actifs énergétiques, domaine où elle détient près de 20 ans d'expérience. Au fil des ans, Boralex a constitué un portefeuille de 29 sites opérationnels regroupant 417 MW, dont elle a sans cesse optimisé le rendement et la fiabilité par le développement d'expertises de pointe, d'outils de gestion performants et de stratégies opérationnelles efficaces. Qui plus est, les actifs de la Société sont diversifiés, tant en termes de modes de production d'énergie renouvelable que de territoires géographiques, ce qui lui permet de diminuer ses risques opérationnels. Par conséquent, Boralex dispose d'une base d'actifs de grande qualité générant des profits d'exploitation et des flux de trésorerie importants et prévisibles.
- Cette capacité appréciable d'autofinancement de Boralex est un atout majeur dans la gestion de son capital et la planification de ses projets.
- Boralex œuvre dans l'un des créneaux du marché de l'énergie les plus prometteurs, sinon le plus prometteur, soit celui de la production d'énergie renouvelable. L'appui et les mesures incitatives au développement de ce créneau font partie des politiques de la majorité des gouvernements des pays industrialisés, incluant l'Union européenne et l'administration fédérale actuelle des États-Unis.

En résumé,

comme elle l'a toujours fait, Boralex continuera de faire preuve d'une grande rigueur et de beaucoup de discipline dans ses projets d'investissement et dans la gestion de ses actifs en vue de maximiser la génération de profits d'exploitation de ses centrales 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 31 décembre 2009, le capital-actions de Boralex consistait en 37 740 921 actions de catégorie A émises et en circulation, soit le même montant qu'au 31 décembre 2008. En date du 31 décembre 2009, le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 337 610, dont 755 578 pouvant être levées.

Entre le 31 décembre 2009 et le 24 février 2010, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions et aucune action n'a été rachetée dans le cours normal.

INSTRUMENTS FINANCIERS

RISQUE DE MARCHÉ

Au 31 décembre 2009, la Société avait conclu deux swaps financiers d'électricité pour des livraisons totalisant 429 600 MWh, s'étendant sur des périodes variant de 12 à 14 mois. Tous les swaps financiers d'électricité au 31 décembre 2009 ont été désignés à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures d'électricité, et leur juste valeur favorable s'élevait à 5,8 M\$ (5,5 M\$ US). Ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

La Société possède plusieurs dettes à long terme qui portent intérêt à taux variable. En date du 31 décembre 2009, environ 86 % 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 12 % de la dette totale. Au 31 décembre 2009, le solde notionnel de ces swaps était de 186,3 M\$ (93,0 Met 46,8 M8) et leur juste valeur défavorable s'établissait à 6,7 M8 (4,3 Met 0,3 M8).

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.

Dans le cadre du refinancement de la phase I du site Thames River ainsi que du financement du développement de la phase II, obtenus en mars 2010, la Société a conclu deux contrats à terme sur taux d'intérêt (*Treasury Locks*) dans le but de compenser la variation du produit anticipé de l'émission future de cette dette à taux fixe imputable à la fluctuation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2009, le notionnel de ces contrats à terme était de 76,4 M\$, à un taux de rendement à terme contractuel moyen pondéré de 3,7637 %. Ce notionnel couvrait environ 60 % du service de la dette future (capital et intérêts) prévu à cette date. Deux autres contrats à terme représentant 30 % du service la dette future ont été transigés au début de l'année 2010 à un taux de rendement à terme contractuel moyen pondéré de 3,7487 %. La comptabilité de couverture a été appliquée à ces contrats à terme, de sorte que la portion efficace de la variation périodique de la juste valeur de ces éléments de couverture soit constatée aux autres éléments du résultat étendu jusqu'à la date du financement. À partir de cette date, le montant ainsi accumulé aux autres éléments du résultat étendu sera progressivement reclassé aux résultats nets à titre d'ajustement de la dépense d'intérêt sur la dette par voie d'amortissement selon la méthode du taux effectif. En conséquence, la charge comptable d'intérêts se rapprochera du taux moyen des instruments de couverture ajusté de la marge de crédit correspondante. Au 31 décembre 2009, la juste valeur favorable de ces contrats à terme s'élevait à 1,1 M\$ et un montant de 1,0 M\$ avant impôts avait été crédité aux autres éléments du résultat étendu.

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 et qu'elle 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 de 0,2 M\$ US chacun contre des dollars canadiens avec un règlement toutes les deux semaines, à un taux moyen pondéré de 1,1254 dollar canadien pour un dollar américain pour couvrir une partie des achats en dollars canadiens de sa centrale américaine de Fort Fairfield, et ce, jusqu'au 17 février 2011. La Société applique la comptabilité de couverture à ces contrats, de sorte que la portion efficace des gains et pertes résultant de la variation de juste valeur de ces contrats à terme est constatée parmi les autres éléments du résultat étendu (AÉRÉ). Les montants accumulés parmi les AÉRÉ y demeurent jusqu'à la date de réalisation de l'élément couvert faisant l'objet de la couverture, soit les achats de résidus de bois en dollars canadiens, date à laquelle ces montants sont transférés des AÉRÉ aux résultats nets, en ajustement de la valeur comptable des achats réalisés en dollars canadiens au cours de la période. Au 31 décembre 2009, un gain de 0,4 M\$ avant impôts avait ainsi été comptabilisé dans les AÉRÉ. Outre ces achats de matières premières en dollars canadiens par les centrales américaines, la majorité des activités d'exploitation, d'investissement et de financement sont conclues dans la devise du pays où sont situées les centrales.

Compte tenu 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.

Dans le cadre du site éolien Thames River en Ontario, le fournisseur des turbines est européen, ce qui implique que ces achats sont réglés en euros, alors que l'exploitation des parcs générera des flux de trésorerie en dollars canadiens. Afin de protéger le rendement attendu de ce projet, la Société a conclu en 2008 et 2009 des contrats à terme qui lui ont permis de fixer le taux de change sur l'ensemble des achats de turbines de la phase I à environ 1,4702 dollar canadien par euro acheté et sur 67 % de la phase II à environ 1,5112 dollar canadien par euro acheté. La couverture de la phase II a été complétée au début de l'année 2010 à un taux moyen de 1,4798 dollar canadien par euro acheté. La comptabilité de couverture a été appliquée par la Société à tous ces contrats de change, de sorte que les gains et pertes découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de ces éléments de couverture sont présentés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à la date d'achat des immobilisations sous-jacentes. Le coût d'achat de ces dernières est alors ajusté de ce montant. Au cours de l'exercice 2009, un gain de change total de 3,9 M\$ a ainsi été transféré des autres éléments du résultat étendu et porté en diminution des achats de turbines. Au 31 décembre 2009, un solde négligeable était comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

En plus de détenir 23,3 % des parts de fiducie du Fonds, la Société, et également par le biais d'une de ses filiales à part entière, est liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Au cours de l'exercice 2009, ces ententes de gestion et d'administration ont généré 5,9 M\$ (5,4 M\$ en 2008), tandis que la part des résultats du Fonds a représenté un montant négatif de 2,1 M\$ (montant positif de 7,8 M\$ en 2008). Finalement, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 9,6 M\$ en 2009 (10,3 M\$ en 2008).

Une centrale de Boralex, située en France, vend de la vapeur à une division française de Cascades inc., une société ayant une influence notable sur Boralex dont elle détient 34 % du capital-actions. Pour l'exercice 2009, les produits provenant de cette division se sont élevés à 10,1 M\$ (11,8 M\$ en 2008).

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 l'exercice 2009, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,5 M\$ (0,5 M\$ en 2008).

Dans le cadre du rachat des intérêts minoritaires dans Forces Motrices St-François (voir la note 12 des états financiers), une partie de ce rachat a été effectuée avec Bernard Lemaire, président exécutif du conseil de la Société, pour un montant de 0,3 M\$ (0,2 M€). Son intérêt représentait 8 % du capital-actions dans cette compagnie. Cette transaction a été effectuée sur la même base que celles conclues avec les autres actionnaires non liés. Les opérations entre apparentés sont enregistrées à la valeur d'échange, ce qui correspond à la valeur négociée et acceptée par les partenaires dans le cours normal des affaires. Les conditions sont comparables à ce qui aurait été établi avec des parties non apparentées.

ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉSOBLIGATIONS CONTRACTUELLES

						Paiements
(en milliers de\$)	Total	2010	2011	2012	2013	2014+
Dette à long terme et crédits-baux	236,2	24,3	31,3	20,2	19,8	140,6
Obligations d'achats	127,8	127,8	_	_	_	_
Autres obligations	67,6	3,8	3,5	3,6	5,0	51,7
Total	431,6	155,9	34,8	23,8	24,8	192,3

ENGAGEMENTS LIÉS AU FONDS

- a) La Société s'est engagée à fournir les services de supervision, d'exploitation, d'entretien, de sécurité, de gestion et d'administration pour sept centrales, selon une convention de gestion se terminant le 19 février 2022 et renouvelable automatiquement à l'échéance, sujet au respect des obligations du gestionnaire, pour des périodes consécutives de cinq ans. Les services inclus couvrent les salaires et les avantages sociaux des employés affectés à ces centrales ainsi que l'utilisation du centre de contrôle de la Société. La compensation pour ces services est ajustée annuellement selon l'indice des prix à la consommation des 12 mois précédents. Pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2009, les revenus relatifs à cette convention ont été de 5,0 M\$ (5,0 M\$ en 2008).
- b) La Société s'est engagée à fournir la gestion complète pour deux centrales hydroélectriques situées dans l'état de New York (les « centrales d'Adirondack ») et détenues par le Fonds selon des modalités similaires aux conditions décrites en a). Plus précisément, les sommes payables en vertu de cette convention sont limitées aux frais d'exploitation et la rémunération annuelle à la Société couvre les salaires et avantages sociaux des employés affectés à l'exploitation, à la supervision, à l'entretien, à la sécurité, à la gestion et à l'administration des centrales d'Adirondack ainsi qu'aux frais généraux de celles-ci. Les revenus liés à cette convention ont été de 0,5 M\$ pour les 12 mois terminés le 31 décembre 2009 (0,4 M\$ en 2008). Cette convention prend fin en 2023 et est renouvelable pour des durées additionnelles de cinq ans au gré du gestionnaire.
- c) En vertu d'un accord, Société en commandite Boralex énergie (« SCBE ») a confié à Boralex, la gestion et l'exploitation de la centrale de Dolbeau. Cette entente est valide tout au long de la reprise temporaire des activités de Dolbeau. Les revenus liés à cet accord ont été de 0,4 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (nil en 2008).

AUTRES ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

a) En vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2027 la totalité de sa production d'énergie d'une centrale hydroélectrique située aux États-Unis. Le 28 février 2009, les ententes à long terme des centrales alimentées en résidus de bois de Fort Fairfield et d'Ashland sont arrivées à échéance. En date du 1^{er} mars 2009, une nouvelle entente de vente d'électricité pour la centrale de Fort Fairfield a été conclue pour une période de deux ans. Quant à l'entente de la centrale d'Ashland, la Société a décidé de vendre l'électricité de cette centrale sur le marché libre et n'a pas renouvelé l'entente à long terme. Par contre, la Société a signé un swap d'électricité qui fixe le prix jusqu'au 28 février 2011. Finalement, au Canada et en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité et de vapeur en vertu de contrats à long terme selon les échéances suivantes :

Origine	Type de production	Échéance
Canada	Électricité	Entre 2010 et 2030
États-Unis	Électricité	Entre 2011 et 2027
France	Électricité	Entre 2013 et 2025
France	Vapeur	2022

- b) Pour l'exploitation de la centrale de Middle Falls aux États-Unis, la Société loue le terrain où est située la centrale de Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'un bail arrivant à échéance en 2027. Jusqu'en 2013, le paiement est un montant fixe indexé annuellement de 3 %. En 2009, le loyer a été de 0,4 M\$ (0,4 M\$ en 2008) et sera indexé de 3 % annuellement jusqu'en 2013. À partir de 2014, le loyer sera variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- c) La Société s'est engagée en vertu de contrats de vente à terme, à vendre des RECs qui seront générés par ses centrales américaines qui détiennent une qualification pour le programme du Connecticut. Au 24 février 2010, le solde de ces engagements totalisait environ 24,9 M\$ (23,8 M\$ US), pour des périodes se situant entre janvier 2010 et décembre 2012.
- d) En vertu des ententes pour l'approvisionnement en résidus de bois de ses centrales, la Société s'est engagée à prendre livraison de certaines quantités minimum. Selon les prévisions de production, la Société achètera des quantités au-delà des minimums contractuels.
- e) La Société a, au fil des ans, vendu des entreprises, y compris des centrales de production électriques, au Fonds. Selon les ententes relatives à ces ventes, la Société pourrait devoir indemniser l'acheteur relativement aux passifs qui découlent d'événements antérieurs à la vente, qu'il s'agisse de questions relatives à la main-d'œuvre ou de nature fiscale, environnementale, judiciaire ou autre, ou qui découlent de représentations faites par la Société. Les garanties d'indemnisation de ce genre s'étendent pour la majeure partie sur des périodes ne dépassant pas dix ans. Le montant maximal lié à ces garanties ne peut excéder les produits découlant de ces ventes, ce qui représente un montant de 382,3 M\$. La Société évalue n'avoir aucun passif au titre de ces garanties.
- f) Dans le cadre des projets éoliens en France et au Canada, la Société a conclu des contrats d'entretien clé-en-main avec Enercon, GE Wind Energy et Nordex. Les contrats ont des durées initiales entre 5 ans et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés annuels d'environ 2.8 M\$.
- g) Dans le cadre des projets éoliens en Ontario (Canada) et en France, la Société a conclu des contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements est de 127,8 M\$, soit 84,2 M€ et 1,5 M\$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2010. Une portion du montant à payer en euros a été partiellement couvert grâce à des contrats de change à terme, tel que discuté à la rubrique *Perte nette sur instruments financiers*.
- h) Le 25 juin 2008, la Société a conclu deux contrats d'approvisionnement pour une puissance totale de 272 MW en électricité avec Hydro-Québec, relativement au projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Pour ce projet, la Société s'est associée à Gaz Métro et chacun détient 50 % du projet. Ces contrats ont reçu l'approbation de la Régie de l'énergie du Québec le 17 octobre 2008 et le feu vert environnemental en juillet 2009.
- i) Le 27 juillet 2009, le Conseil d'État, en dernière instance d'appel, a maintenu la décision d'annuler le permis de construction de l'extension du site d'Avignonet-Lauragais de deux éoliennes. Cette décision ne remet pas en question le contrat de vente auprès de EDF ni l'exploitation de l'extension. De plus, cette situation ne met pas Boralex en défaut d'aucune convention de crédit. Prochainement, une demande de régularisation de permis de construction sera déposée auprès des instances compétentes.
- j) Lors de l'acquisition de la centrale d'Ocean Falls en avril 2009, la Société s'est engagée à investir un montant d'environ 3,0 M\$ afin de mener à terme des travaux d'entretien sur le barrage et de moderniser certaines installations. Au 31 décembre 2009, un montant de 0,9 M\$ avait été versé.
- k) Pour l'exploitation des parcs éoliens de la phase 1 de Thames River 1, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de dix baux d'une durée de 20 ans. Ces baux sont renouvelables au gré de la Société pour la même durée. Le loyer en vertu de l'ensemble de ces baux est estimé à 0,3 M\$, soit environ 0,014 M\$ par éolienne.
- l) Les terrains sur lesquels sont implantées les éoliennes en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient de 30 à 99 ans. Les redevances sont payables annuellement et indexées chaque année en fonction d'indices à la consommation et à la construction publiés par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE) et représentent actuellement un engagement annuel de l'ordre de 0,3 M\$ (0,2 M€).

FACTEURS DE RISQUES ET INCERTITUDES

EFFETS DU CLIMAT

En raison de la nature des activités de la Société, le bénéfice de celle-ci est sensible aux variations climatiques d'une période à l'autre. Les variations du climat hivernal ont une incidence sur la demande relative aux besoins de chauffage électrique, tandis que les variations du climat estival ont une incidence sur la demande relative aux besoins de refroidissement électrique. Cette fluctuation de la demande se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant, qui a une incidence sur une partie des produits d'exploitation que la Société réalise dans le nord-est des États-Unis.

HYDROLOGIE

La quantité d'électricité produite par l'actif hydroélectrique de la Société est tributaire des forces hydrauliques disponibles. Par conséquent, les produits d'exploitation et les rentrées de fonds pourraient subir l'effet des débits faibles et élevés dans les bassins hydrologiques. Il n'est pas certain que la disponibilité historique des forces hydrauliques à long terme demeure la même ni qu'un événement hydrologique important n'ait pas d'incidence sur les conditions hydrauliques du bassin hydrologique. Les écarts annuels par rapport à la moyenne à long terme pourraient être considérables. Le placement dans le Fonds est également soumis à ce risque puisque le Fonds possède près de 55 % de sa capacité de production dans ce secteur.

VENT

Le vent est par nature variable. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par une centrale éolienne le sera également. Si le vent sur l'emplacement d'un site éolien diminue ou augmente pendant une période prolongée, cela pourrait réduire la production de cette centrale ainsi que les produits d'exploitation et la rentabilité de la Société.

APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT

L'exploitation de centrales thermiques alimentées en résidus de bois ou au gaz naturel nécessite du carburant sous forme de résidus de bois ou de gaz naturel. S'il y a une interruption dans l'approvisionnement ou une fluctuation du prix des résidus de bois ou du gaz naturel destinés aux centrales de la Société, cela compromettra la capacité de celles-ci de produire de l'électricité ou d'en produire de manière rentable. En outre, certains des autres fournisseurs de résidus de bois pourraient bénéficier de la concurrence accrue à l'égard de ceux-ci et les vendre à d'autres clients ou pourraient encore augmenter considérablement leurs prix. La Société atténue ce risque en établissant des partenariats avec des fournisseurs et en recherchant d'autres carburants que les résidus vierges, ainsi qu'en adoptant des stratégies de stockage qui lui permettront d'éviter de devoir en acheter pendant les périodes où les matières premières sont rares et où les prix sont par conséquent élevés.

RENDEMENT DANS LES CENTRALES ET PANNES DE MATÉRIEL

La capacité des centrales de produire la quantité maximale d'électricité est un facteur déterminant de la rentabilité de la Société. Si le matériel des centrales nécessite un temps d'arrêt plus long que prévu aux fins d'entretien et de réparations ou subit des interruptions de production d'électricité pour d'autres raisons, cela aura un effet défavorable sur la rentabilité de la Société.

AMÉNAGEMENT, CONSTRUCTION ET CONCEPTION

À l'occasion, la Société participe à la construction et à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. La nature de certaines des dépenses engagées à ces fins est par nature spéculative. Des retards et des dépassements de coûts pourraient survenir au cours de la construction de projets. Même lorsqu'elle est achevée, une centrale pourrait ne pas fonctionner de la manière prévue ou des défauts de conception et de fabrication pourraient survenir, lesquels pourraient en théorie ne pas être visés par la garantie.

Les nouvelles centrales électriques n'ont aucun historique d'exploitation et peuvent utiliser du matériel de conception récente et complexe sur le plan technologique. En outre, les conventions de vente d'électricité conclues avec une contrepartie au début de l'étape de l'aménagement d'un projet pourraient permettre à celle-ci de résilier la convention ou de conserver la caution fournie à titre de dommages-intérêts fixés à l'avance si un projet n'entre pas en production commerciale ou n'atteint pas certains seuils de production aux dates stipulées ou si la Société n'effectue pas certains paiements stipulés. Ainsi, une nouvelle centrale pourrait ne pas être en mesure de financer les remboursements de capital et les versements d'intérêts dans le cadre de ses obligations de financement. Un défaut aux termes d'une telle obligation de financement pourrait faire en sorte que la Société perde sa participation dans une centrale électrique.

SÉCURITÉ DES BARRAGES

La survenance de ruptures de barrage à l'une ou l'autre des centrales hydroélectriques de la Société pourrait entraîner la perte de la capacité de production et la réparation de ces ruptures pourrait exiger que la Société engage des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Ces ruptures pourraient exposer la Société à une responsabilité considérable au chapitre des dommages. Il n'est pas certain que le programme de sécurité des barrages de la Société permette de déceler les ruptures de barrage éventuelles avant qu'elles ne surviennent ou d'éliminer toutes les conséquences défavorables s'il s'en produit. D'autres règlements en matière de sécurité pourraient être modifiés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation de la Société. Améliorer tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à tous les événements pourrait forcer la Société à engager des

dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables. Les conséquences des ruptures de barrage pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation, la situation financière et les perspectives de la Société.

CONVENTIONS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

La conclusion de nouvelles conventions de vente d'électricité, qui est un facteur crucial de la durabilité des profits, est un facteur de risque dans le contexte concurrentiel dans lequel la Société évolue. Dans plusieurs cas, la Société conclut de nouvelles conventions de vente d'électricité en présentant une proposition en réponse à un appel d'offres émis par des clients importants. Il n'est pas certain que la Société soit choisie à titre de fournisseur d'électricité à la suite d'un appel d'offres, ni que les conventions de vente d'électricité actuelles soient renouvelées, ni qu'elles le soient selon des modalités équivalentes à leur expiration.

EMPLOYÉS CLÉS

Les porteurs de titre de la Société doivent s'en remettre à l'expérience et aux compétences de plusieurs employés clés de la Société. Le succès de la Société ne pourra se poursuivre que si celle-ci réussit à recruter des dirigeants expérimentés et à les garder à son service.

CATASTROPHES NATURELLES ET CAS DE FORCE MAJEURE

Les centrales et les activités de la Société s'exposent à des dommages et/ou des destructions résultant de catastrophes environnementales (par exemple, les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), des pannes de matériel et d'autres événements similaires. La survenance d'un événement marquant qui perturbe la capacité de production de l'actif de la Société ou qui empêche celle-ci de vendre son électricité pendant une période prolongée, tel qu'un événement qui empêcherait les clients actuels d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur la Société. L'actif de production de la Société ou une centrale appartenant à un tiers auquel l'actif de transport est raccordé, pourraient souffrir des effets des mauvaises conditions climatiques, tel que des catastrophes naturelles, des événements désastreux inattendus, des accidents graves, etc. Certains cas pourraient ne pas dispenser la Société des obligations qui lui incombent aux termes des conventions conclues avec des tiers. En outre, l'éloignement géographique de certains biens de production de la Société rend leur accès difficile pour des réparations.

LIMITES DE L'ASSURANCE

La Société estime que ses polices d'assurance la protègent contre tous les risques assurables importants, qu'elles lui assurent une protection adéquate et similaire à celle dont se munirait un exploitant ou un propriétaire prudent d'installations comparables et sont assujetties à des franchises, à des limites et à des exclusions qui sont usuelles ou raisonnables. Toutefois, compte tenu du coût de l'assurance, des conditions d'exploitation actuelles ainsi que de la qualité de crédit des diverses sociétés d'assurance sur le marché, il n'est pas certain que ces polices d'assurance continueront d'être offertes selon des modalités abordables, ni qu'elles couvriront tous les sinistres susceptibles de donner lieu à une perte ou à une demande de règlement à l'égard de l'actif ou des activités de la Société qui sont assurés.

PRIX DES MARCHANDISES

Dans le nord-est des États-Unis, une grande partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché au comptant ou aux termes de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'électricité. Le prix de l'électricité varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes. Par conséquent, le prix pourrait être trop bas pour que les centrales génèrent un profit d'exploitation. La Société a mis en œuvre des stratégies de couverture afin d'atténuer certains de ces risques.

DÉFAUTS D'EXÉCUTION DES CONTREPARTIES

La Société vend la majeure partie de son électricité et de sa vapeur à un nombre restreint de clients. Elle s'expose aux pertes liées à la solvabilité en cas de défaut d'exécution des contreparties aux conventions d'achat d'électricité et aux effets financiers. Les risques en matière de solvabilité découlent de la possibilité qu'une contrepartie ne remplisse pas ses obligations contractuelles et sont limités aux contrats dans le cadre desquels la Société subirait une perte en remplaçant l'opération faisant l'objet du défaut. La Société atténue ce risque avec les contreparties aux effets financiers et aux opérations matérielles sur l'électricité et le gaz en choisissant, en surveillant et en diversifiant les contreparties, en ayant recours à des contrats de négociation standard, en exigeant des garanties et en recourant à d'autres mécanismes d'atténuation des risques en matière de solvabilité. En outre, les conventions d'achat d'électricité de la Société sont presque exclusivement conclues avec des clients qui ont d'excellents antécédents en matière de solvabilité ou des cotes de crédit de qualité. Si un client n'a pas de cote de crédit publiée, la Société évalue le risque en cause à partir des informations financières disponibles et peut exiger des garanties financières.

RISQUES INHÉRENTS AU SECTEUR ET CONCURRENCE

La Société exerce actuellement ses activités dans le secteur de l'électricité au Canada, aux États-Unis et en France. Ces secteurs d'activité subissent la concurrence provenant de grands services publics comme de petits producteurs d'électricité indépendants. La Société pourrait rivaliser avec d'autres sociétés ayant des ressources financières et autres considérablement supérieures aux siennes au chapitre de l'obtention de contrats de production d'électricité ainsi que du recrutement de personnel compétent. Il n'est pas certain que la Société sera en mesure de rivaliser efficacement avec ses concurrents à long terme.

42 DETTES

Puisque les projets de la Société requièrent d'importants capitaux, elle utilise une stratégie de financement par projet et maximise ainsi son effet de levier. Les rentrées de fonds provenant de plusieurs centrales sont subordonnées à la dette de premier rang sur chacun des projets. Il y a un risque qu'un prêt puisse être en défaut si la Société ne remplit pas ses engagements et ses obligations, ce qui pourrait avoir pour effet que le prêteur réalise sa garantie et, indirectement, que la Société perde la propriété ou le contrôle de cette centrale.

TAUX D'INTÉRÊT ET RISQUE DE REFINANCEMENT

La fluctuation du taux d'intérêt pourrait affecter la rentabilité de la Société, compte tenu de sa stratégie de financement par projet. La Société a des titres d'emprunt à long terme qui portent intérêt à des taux variables. Au 31 décembre 2009, environ 12 % des titres d'emprunt à long terme émis, compte tenu des swaps financiers, portaient intérêt à des taux variables, comme c'était aussi le cas pour les prêts et les avances bancaires de la Société. À l'avenir, une hausse marquée des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence sur les liquidités pouvant servir aux projets d'aménagement de la Société. En outre, le pouvoir de la Société de refinancer sa dette lorsque celle-ci est exigible est tributaire de la situation sur le marché des capitaux d'emprunt, qui peut changer au fil du temps.

FINANCEMENT SUPPLÉMENTAIRE

Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviendraient limitées ou inaccessibles, le pouvoir de la Société d'effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires à la construction de nouvelles centrales ou à l'entretien de ses centrales existantes et de demeurer en activité serait compromis. Il n'est pas certain que du financement supplémentaire puisse être obtenu, ni qu'il puisse l'être selon des modalités raisonnables. Si le moyen de financement retenu est l'émission d'actions supplémentaires de catégorie A de la Société, la participation des porteurs de titres de la Société pourrait être diluée.

RISQUES DE CHANGE

La Société s'expose au risque de change en raison de certaines opérations qui exigent la conversion en devises. Plus précisément, une part significative des achats de carburant utilisé par les centrales alimentées en résidus de bois de l'État du Maine et de l'État de New York sont libellés en dollars canadiens. À part cet élément, la plupart des opérations sont libellées dans la monnaie locale. En ce qui a trait à la conversion des devises dans le cas des filiales étrangères de la Société, seulement sept de ses 29 centrales sont situées au Canada, tandis que 11 se trouvent aux États-Unis, et 11 en France. Étant donné que toutes les filiales sont autonomes, l'incidence de la fluctuation du cours du change se reflète dans le placement net de la Société dans ses filiales et les écarts sont constatés dans les capitaux propres, et non dans l'état des résultats, jusqu'à ce que la Société rapatrie les fonds au Canada.

ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

La Société exerce actuellement des activités importantes aux États-Unis et en France. Toute modification des politiques gouvernementales pourrait avoir une incidence considérable sur les activités que la Société exerce dans ces pays. Les risques inhérents aux activités exercées à l'étranger comprennent la modification des lois touchant la propriété étrangère, la participation gouvernementale et la réglementation, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, le cours du change, l'inflation, les contrôles des changes, le rapatriement des bénéfices et les désordres civils. Il n'est pas certain que la conjoncture économique et politique dans les pays où la Société exerce ses activités ou a l'intention d'exercer, se maintienne dans son état actuel. L'effet de ces facteurs ne peut être prédit avec exactitude.

RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, À LA SÉCURITÉ ET À L'ENVIRONNEMENT

La propriété et l'exploitation de l'actif de production de la Société comportent un risque de responsabilité liée à la santé et à la sécurité en milieu de travail et à l'environnement, y compris le risque que les gouvernements rendent des ordonnances afin de rectifier des situations non sécuritaires ou de corriger ou de régler d'une autre manière une contamination environnementale, que des sanctions soient imposées en cas de contravention aux lois, aux licences et aux permis et aux autres approbations en matière de santé, de sécurité et d'environnement, et que la responsabilité civile de la Société soit engagée. La conformité aux lois sur la santé, la sécurité et l'environnement (y compris toute modification future de celles-ci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeurera importante pour l'entreprise de la Société.

CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE ET POLITIQUE

Les activités de la Société sont également tributaires de la modification des exigences réglementaires des gouvernements ou des lois applicables, y compris la réglementation relative à l'environnement, les incidences environnementales imprévues, la conjoncture économique générale et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

L'exploitation de centrales électriques est assujettie à une vaste réglementation émanant de divers organismes gouvernementaux aux échelons municipaux, provinciaux et fédéraux. Il y a toujours un risque que les politiques gouvernementales et les lois soient modifiées, y compris le taux de l'impôt sur le revenu, de l'impôt sur le capital et des taxes municipales.

Les activités qui ne sont pas réglementées actuellement pourraient le devenir. Étant donné que les exigences des lois évoluent fréquemment et sont sujettes à interprétation, la Société est incapable de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences ou l'effet de celles-ci sur ses activités. Certaines des activités de la Société sont réglementées par des organismes gouvernementaux qui

exercent un pouvoir discrétionnaire conféré par les lois. Étant donné que la portée de ces pouvoirs est incertaine et que ceux-ci pourraient être exercés d'une manière qui irait à l'encontre des lois en question, la Société est incapable de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences ou l'effet de celles-ci sur ses activités. Si la Société ne peut obtenir et maintenir en vigueur tous les permis, licences et baux nécessaires, y compris le renouvellement de ceux-ci ou les modifications à ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence défavorable sur son pouvoir de générer des revenus.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes réglementaires en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'électricité futurs.

LITIGES

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, habituellement intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrat. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours. L'issue définitive des poursuites en cours ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné. Actuellement, la Société estime qu'elle n'est pas directement partie à aucun litige, réclamation ou poursuite dont l'issue défavorable pourrait avoir un effet négatif important sur sa situation ou ses résultats financiers consolidés, mais cela pourrait se produire à l'avenir.

UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE RELIÉE À LA MESURE

La préparation d'états financiers selon les PCGR 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. Les estimations 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 et de recouvrabilité des crédits d'impôts pour énergie renouvelable. Ces hypothèses clés concernent surtout les prix de vente futurs de l'électricité et de ses produits connexes, le prix des autres sources d'énergie, en particulier celui du pétrole et 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. 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 des prix 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.

Finalement, 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 seulement par les avancements technologiques qui pourraient rendre 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, soit 15 ans.

En ce qui concerne son placement dans le Fonds, la Société estime qu'elle le détiendra à long terme et donc qu'elle recevra des distributions de son revenu imposable. En conséquence, le passif d'impôts futurs lié à ce placement a été calculé en utilisant le taux d'imposition applicable au revenu d'entreprise, ce qui est plus élevé que le taux d'imposition applicable au gain en capital qui s'appliquerait en cas de disposition du placement. Ces estimations pourraient avoir un impact significatif sur les résultats d'exploitation et la situation financière future de la Société.

44 MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

NOUVELLES CONVENTIONS COMPTABLES ADOPTÉES EN 2009

Écart d'acquisition et actifs incorporels

En date du ler janvier 2009, Boralex a adopté le chapitre 3064 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »), « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels » et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement ». Le chapitre 3064 établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. Cette nouvelle norme a principalement été publiée dans le but de clarifier la constatation et l'évaluation d'actifs incorporels générés à l'interne, incluant les frais de recherche et de développement. Le chapitre 3064 renforce l'approche selon laquelle les actifs sont comptabilisés seulement s'ils répondent à la définition d'un actif et aux critères de comptabilisation d'un actif. Par conséquent, Boralex a dû radier les frais de démarrage qui étaient comptabilisés au poste *Frais reportés* inclus dans les *Autres actifs*. L'application de cette nouvelle norme a eu comme conséquence, le 1^{er} janvier 2009, de redresser les chiffres publiés de 2008. Spécifiquement, de diminuer les *Frais reportés* de 0,5 M\$, de diminuer le passifs d'*Impôts futurs* de 0,2 M\$, et de diminuer les *Bénéfices non répartis* de 0,3 M\$. Les redressements n'ont eu aucun impact significatif sur les résultats consolidés ni sur les flux de trésorerie publiés antérieurement liés aux activités d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Risques de crédit et juste valeur des actifs et des passifs financiers

En janvier 2009, le Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA a publié le CPN-173 « Risques de crédit et juste valeur des actifs et des passifs financiers ». Le CPN-173 prévoit des directives sur l'évaluation de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers en vertu desquelles Boralex doit tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de l'autre partie pour déterminer la juste valeur d'instruments dérivés. Cette norme s'applique de manière rétroactive, sans retraitement des états financiers des périodes antérieures, aux états financiers intermédiaires et annuels publiés à compter du 20 janvier 2009. L'application de cette nouvelle recommandation a eu comme conséquence, le 1^{er} janvier 2009, de diminuer la juste valeur des instruments financiers dérivés présentés à l'actif de 0,8 M\$, de diminuer la juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au passif de 0,1 M\$, d'augmenter les actifs d'impôts futurs de 0,2 M\$ et de diminuer le cumul des autres éléments du résultat étendu de 0,5 M\$.

Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers

En juin 2009, l'ICCA a modifié le chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir ». Ce chapitre a été modifié afin d'apporter de nouvelles exigences en matière de divulgation d'informations financières, notamment l'obligation de présenter la classification des instruments financiers comptabilisés à la juste valeur selon une hiérarchie qui reflète l'importance des données utilisées pour réaliser ces évaluations et l'exposition des entités au risque de liquidité. Les modifications de ce chapitre s'appliquent aux états financiers annuels des exercices clos après le 30 septembre 2009. La Société a appliqué les modifications de cette norme dans ses états financiers annuels du 31 décembre 2009. Pour ce premier exercice d'application, la Société n'est pas tenue de fournir de façon comparative les informations requises par les modifications. L'application de ces modifications n'a pas eu d'impact sur les résultats, le bilan et les flux de trésorerie de la Société. Ces modifications visent spécifiquement la divulgation de l'information à fournir et sont présentées dans la note 11 aux états financiers consolidés.

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

Regroupement d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle

En janvier 2009, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », le chapitre 1601, « États financiers consolidés », et le chapitre 1602, « Participations sans contrôle ». Ces nouvelles normes s'appliqueront aux états financiers des exercices ouverts le 1^{er} janvier 2011 ou après cette date. Boralex évalue actuellement les exigences des nouvelles normes.

Le chapitre 1582 remplace l'ancien chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », et établit des normes pour la comptabilisation d'un regroupement d'entreprises. Le chapitre établit les principes et les conditions qui régissent la manière dont l'acquéreur comptabilise et évalue dans ses états financiers les actifs identifiables acquis, les passifs repris et toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise; la manière qu'il comptabilise et évalue l'écart d'acquisition acquis dans le regroupement d'entreprises ou le gain résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses; et il détermine quelles sont les informations à fournir pour permettre aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et les effets financiers du regroupement d'entreprises. Il constitue l'équivalent canadien de la norme internationale d'information financière IFRS 3, « Regroupements d'entreprises ». Le chapitre s'applique prospectivement aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition se situe au début du premier exercice annuel ouvert le 1^{er} janvier 2011 ou à une date ultérieure.

Les chapitres 1601 et 1602 remplacent l'ancien chapitre 1600, « États financiers consolidés ». Le chapitre 1601 définit des normes pour l'établissement d'états financiers consolidés. Il s'applique aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Le chapitre 1602 définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il constitue l'équivalent des dispositions correspondantes de la norme internationale d'information financière IAS 27, « États financiers consolidés et individuels », et s'applique aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011.

NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)

En février 2008, le Conseil des normes comptables (« CNC ») du Canada a confirmé que les PCGR du Canada, tels qu'ils sont utilisés par les entreprises ayant une obligation publique de rendre des comptes, seront remplacés, à compter des exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2011 par les IFRS. Les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR, mais présentent des différences importantes en ce qui concerne la comptabilisation, l'évaluation et l'information à fournir. Au cours de l'année d'adoption, les sociétés devront fournir des informations comparatives, comme si les états financiers de l'exercice précédent avaient été préparés selon les IFRS et devront présenter des informations supplémentaires dans les états financiers. Le Boralex appliquera les IFRS à partir de son premier trimestre se terminant le 31 mars 2011.

Afin de réaliser la conversion des états financiers consolidés de Boralex aux IFRS, Boralex a établi un plan de conversion qui inclut les phases et échéances. De plus, Boralex a mis en place et formé son équipe de projet et a formellement mis sur pied une structure de projet. Boralex a établi un comité directeur, formé de membres de la haute direction et du président du comité de vérification. Ceux-ci ont comme objectif d'approuver les choix de conventions comptables recommandées par l'équipe de projet et de s'assurer que les ajustements soient faits, entre autres, aux technologies de l'information, aux contrats et au contrôle interne. Les vérificateurs externes analyseront les positions prises par la direction. Le comité de vérification de Boralex u Fonds veillera à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités et réussisse la conversion aux IFRS. Un statut sur l'avancement des travaux est remis à chaque trimestre au comité de vérification.

Le plan de conversion se compose des trois phases suivantes :

- Première phase : diagnostic préliminaire, planification des différences
 - La première phase du projet qui incluait la planification, l'analyse des normes comptables actuelles et l'identification des différences majeures entre les PCGR et les IFRS a été complétée. Les normes clés identifiées qui pourraient entrainer un changement important sur les états financiers sont les immobilisations corporelles, la consolidation, les instruments financiers, la dépréciation d'actifs long terme et les exemptions facultatives d'adoption initiale selon IFRS 1 « Première adoption des Normes internationales d'information financière ».
- Deuxième phase: analyses et conception
 - Cette phase consiste à effectuer une analyse détaillée des différences entre les IFRS et les PCGR du Canada, à identifier les informations supplémentaires à fournir dans les états financiers, à quantifier les impacts actuels et potentiels sur les résultats, les flux de trésorerie et la situation financière ayant été déclarée précédemment, à recommander les choix de conventions comptables et à l'identification des impacts sur les autres activités de l'entité soit les technologies de l'information, le contrôle interne et les contrats. Cette analyse inclut l'évaluation des exemptions facultatives selon IFRS 1. Cette deuxième phase est en cours présentement et Boralex prévoit finaliser cette phase d'ici la fin juillet 2010.
- Troisième phase: implantation et divulgation de l'information
 Cette phase consiste en l'approbation des choix de conventions comptables, la finalisation de la collecte des données nécessaires à la préparation des états financiers, la mise en place des modifications aux systèmes et aux processus d'affaires à l'égard de l'information financière, la formation du personnel clé et le suivi des normes en cours de changement par l'International Accounting Standard Board (IASB). À la fin de cette phase, l'objectif est l'approbation finale des états financiers par le comité de vérification.

Boralex a recours aux services d'une firme de consultation externe afin de l'assister dans chacune de ces étapes de son plan de conversion.

L'IASB envisage présentement d'apporter un certain nombre de modifications aux IFRS actuels. Il est donc impossible de déterminer l'ensemble des IFRS qui seront en vigueur à la date de transition, ni les répercussions des normes révisées sur les états financiers de Boralex.

À ce jour, il n'est pas possible de déterminer l'impact global des changements reliés à la transition aux IFRS sur la position financière ainsi que sur les résultats futurs de Boralex.

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 PCGR du Canada.

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 rapport annuel 2009, 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 efficace.

Au cours de l'exercice 2009, 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.

46 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 le site internet de SEDAR (www.sedar.com).

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et les autres informations financières contenues dans ce rapport annuel sont la responsabilité de la direction de Boralex inc., et ont été dressés par la direction dans des limites raisonnables d'importance relative. Pour s'acquitter de cette responsabilité, la direction maintient des systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés aident à s'assurer que les pratiques en matière de présentation de l'information ainsi que ses procédés comptables et administratifs fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément aux autorisations appropriées. Ces états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, dont un résumé figure dans les états financiers consolidés. S'il y a lieu, ces états financiers consolidés tiennent compte d'estimations faites au meilleur du jugement de la direction. L'information financière présentée ailleurs dans ce rapport annuel est conforme, le cas échéant, à celle présentée dans les états financiers consolidés ci joints.

Les états financiers consolidés ont été révisés par le conseil d'administration et son comité de vérification. Le comité de vérification se compose exclusivement de membres indépendants et rencontre périodiquement pendant l'exercice les vérificateurs externes. Les vérificateurs externes ont libre accès au comité de vérification et le rencontrent, avec ou sans la présence de la direction.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont vérifié les états financiers consolidés de Boralex inc. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion professionnelle sur la présentation fidèle des états financiers consolidés. Le rapport des vérificateurs présente l'étendue de leur examen ainsi que leur opinion sur les états financiers consolidés.

(s) signé **Patrick Lemaire**Président et chef de la direction

(s) signé **Jean-François Thibodeau** Vice-président et chef de la direction financière

Montréal, Canada Le 24 février 2010

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de Boralex inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Boralex inc. aux 31 décembre 2009 et 2008 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis, des résultats étendus et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2009 et 2008 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

(s) signé

Pricewaterhousecoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.

Comptable agréé auditeur permis no 19653

Montréal, Canada Le 24 février 2010

48 Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2009	2008
			(Redressé – Note 3)
ACTIF			
ACTIF À COURT TERME			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		37 821	69 195
Comptes débiteurs		39632	48 812
Impôts futurs	18	422	238
Stocks		8 726	8 833
Frais payés d'avance		2537	2 106
		89 138	129 184
Placement	5 a)	55 446	69 348
Immobilisations corporelles	6	413 539	330 443
Contrats de vente d'électricité	7	49023	26402
Autres actifs	8	56 621	67 577
		663 767	622954
PASSIF PASSIF À COURT TERME			
		12 291	
Emprunts et avances bancaires	10		
Comptes créditeurs et charges à payer		28 913	22 113
Impôts sur le bénéfice		283	1716
Autres passifs	9	-	5 718
Partie à court terme de la dette à long terme	10	24 273	29 410
T V1		65 760	58 957
Dette à long terme	10	206 116	158 035
Impôts futurs	18	37 185	39 437
Juste valeur des instruments financiers dérivés	11	7 645	3 000
Part des actionnaires sans contrôle	12	7 031	805
		323 737	260 234
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions	13	222 694	222 694
Surplus d'apport	14	4 295	3 069
Bénéfices non répartis		159 900	135 461
Cumul des autres éléments du résultat étendu	15	(46 859)	1496
		340 030	362 720
		663 767	622 954

Approuvé par le Conseil,

(s) signé **Bernard Lemaire** Administrateur (s) signé **Germain Benoît** Administrateur

Résultats consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	Note	2009	2008
			(Redressé – Note 3)
Produits de la vente d'énergie		184 779	197 246
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable		13 853	12 463
Charges d'exploitation		126 286	138 400
		72346	71 309
Part des résultats du Fonds		(2 090)	7 826
Revenus de gestion du Fonds	5 b)	5 876	5 395
Autres revenus		2 061	2 849
		78 193	87 379
AUTRES CHARGES			
Gestion et exploitation du Fonds		4 789	4 0 6 5
Administration		16 079	14 479
		20 868	18 544
BÉNÉFICE D'EXPLOITATION AVANT AMORTISSEMENT		57 325	68 835
Amortissement		26 056	24 438
Perte (gain) de change		1473	(1437)
Perte nette sur instruments financiers	11	923	143
Frais de financement	17	13 727	13 806
Gain sur dilution	12	(13 865)	_
		28 314	36 950
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE		29 011	31 885
Impôts sur le bénéfice	18	4 470	11 329
		24541	20556
Part des actionnaires sans contrôle		(102)	(146)
BÉNÉFICE NET		24 439	20 410
Bénéfice net par action de catégorie A (de base)		0,65\$	0,54 \$
Bénéfice net par action de catégorie A (dilué)		0,65\$	0,54 \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)	13	37 740 921	37 739 840

Bénéfices non répartis consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2009	2008
			(Redressé – Note 3)
Solde au début de l'exercice		135 461	115 669
Application du chapitre 3064	3	_	(336)
Solde redressé au début de l'exercice		135 461	115 333
Prime au rachat d'actions		_	(282)
Bénéfice net de l'exercice		24 439	20 410
Solde à la fin de l'exercice		159 900	135 461

Résultats étendus consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2009	2008
			(Redressé – Note 3)
Bénéfice net de l'exercice		24 439	20 410
Autres éléments du résultat étendu	15		
ÉCARTS DE CONVERSION			
Gain (perte) de change latent(e) sur conversion des états			
financiers des établissements étrangers autonomes		(32 389)	40 994
Reclassement au bénéfice net d'une perte (gain) de change			
réalisé, lié à la réduction de l'investissement net dans des			
établissements étrangers autonomes		1076	(1285)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		(2 174)	4297
Impôts		581	(1012)
COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		7 140	23542
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		(22608)	(5 485)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		(3 884)	(673)
Impôts		4 383	(4 460)
		(47 875)	55 918
Résultat étendu de l'exercice	·	(23 436)	76 328

Flux de trésorerie consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2009	2008
			(Redressé – Note 3)
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net		24 439	20 410
Distributions reçues du Fonds	5 a)	9 638	10 326
Redressements pour les éléments hors caisse			
Perte nette sur instruments financiers		1253	143
Part des résultats du Fonds		2090	(7 826)
Amortissement		26056	24 438
Amortissement des frais de financement et du programme de monétisation		2 893	2 928
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable		(7 113)	(4583)
Gain sur dilution	12	(16 315)	-
Impôts futurs	18	3002	9 413
Autres		1470	(49)
		47 413	55 200
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	19	13 373	(1004)
		60 786	54 196
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisition d'entreprises	4	(53 758)	(5 781)
Nouvelles immobilisations corporelles		(84 532)	(44 577)
Variation des réserves pour le service de la dette		(1091)	21
Projets de développement		(10 337)	(5 617)
Autres		(6 366)	(3 675)
		(156 084)	(59 629)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Augmentation des emprunts et avances bancaires		12 291	-
Augmentation de la dette à long terme		68 714	126
Versements sur la dette à long terme		(27539)	(19 258)
Rachat d'actions		_	(859)
Produit net d'émission d'actions		_	1714
Variation de la part des actionnaires sans contrôle	12	22213	-
Autres		_	36
		75 679	(18 241)
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERI	E	(11 755)	13 674
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		(31 374)	(10 000)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE L'EXERCICE		69 195	79 195
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE L'EXERCICE		37 821	69 195
INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES			
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PAYÉS POUR:		0.100	0.016
Intérêts		9130	9816
Impôts sur le bénéfice		1736	1783

Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2009 et 2008

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

Note 1.

NATURE DES ACTIVITÉS ET PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est engagée principalement dans le secteur privé de la production d'énergie. Au 31 décembre 2009, elle détenait des participations dans 14 sites éoliens, huit centrales hydroélectriques, six centrales thermiques alimentées en résidus de bois et une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel totalisant une puissance de 417 mégawatts (« MW »*) (351 MW en 2008). La Société assure également l'exploitation de dix centrales (dix en 2008) détenues par le Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), dans lequel la Société possède une participation, ainsi que deux centrales hydroélectriques pour le compte d'une entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société.

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, de ses filiales et des entités à détenteurs de droits variables dont elle est le principal bénéficiaire. Le placement dans le Fonds est comptabilisé à la valeur de consolidation.

(* Les données relatives aux MW n'ont pas fait l'objet d'une vérification par les vérificateurs.)

Note 2.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE RELIÉE À LA MESURE

La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») 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. Les estimations 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 et de recouvrabilité des crédits d'impôts pour énergie renouvelable. Ces hypothèses clés concernent surtout les prix de vente futurs de l'électricité et de ses produits connexes, le prix des autres sources d'énergie, en particulier celui du pétrole et 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. 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 des prix 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.

Finalement, 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 seulement par les avancements technologiques qui pourraient rendre 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, soit 15 ans.

En ce qui concerne son placement dans le Fonds, la Société estime qu'elle le détiendra à long terme et donc qu'elle recevra des distributions de son revenu imposable. En conséquence, le passif d'impôts futurs lié à ce placement a été calculé en utilisant le taux d'imposition applicable au revenu d'entreprise, ce qui est plus élevé que le taux d'imposition applicable au gain en capital qui s'appliquerait en cas de disposition du placement. Ces estimations pourraient avoir un impact significatif sur les résultats d'exploitation et la situation financière future de la Société.

CONSTATATION DES PRODUITS

La Société constate ses produits selon les conventions suivantes :

Produits d'électricité et de vapeur

La Société constate ses produits tirés de la vente d'énergie au moment où l'énergie produite est reçue par le client et que le recouvrement est considéré comme probable.

Revenus de gestion

Les revenus de gestion du Fonds et les autres revenus sont constatés lorsque le service est rendu et que le recouvrement est considéré comme probable.

Certificats d'énergie renouvelables (« RECs » pour *Renewable Energy Certificates*)

Les revenus relatifs aux RECs sont constatés lorsqu'ils sont gagnés, c'est-à-dire lorsque la Société a satisfait aux exigences réglementaires trimestrielles et que la valeur des RECs peut être établie à partir d'un nombre suffisant d'engagements fermes à prix déterminés conclus auprès de contreparties non apparentées.

Crédits d'impôts pour énergie renouvelable

Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable qui sont attribués sur la base des dépenses d'exploitation engagées sont comptabilisés en réduction des coûts d'exploitation au cours de la période où ils sont gagnés, dans la mesure où il est plus probable qu'improbable qu'ils seront recouvrables sur leur durée de vie.

TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie est composée des espèces en caisse et des soldes bancaires. Les équivalents de trésorerie sont composés d'acceptations bancaires, de certificats de dépôts garantis par des banques ou de fonds garantis par des obligations gouvernementales. Ces instruments doivent être facilement convertibles en un montant connu d'espèces, et avoir une échéance initiale égale ou inférieure à trois mois. Ces investissements sont comptabilisés au coût plus les intérêts courus et leur valeur comptable se rapproche de leur juste valeur marchande.

STOCKS

Les stocks se composent de résidus de bois et sont évalués au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût est déterminé selon la méthode du coût moyen.

PLACEMENT

Le placement représente la participation de la Société dans le Fonds et est comptabilisé à la valeur de consolidation.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET AMORTISSEMENT

Les immobilisations corporelles, constituées principalement de centrales de production d'énergie, sont inscrites au coût, y compris les intérêts engagés durant la période de construction de nouvelles centrales ou de sites éoliens. Elles sont amorties à compter de la date de leur mise en service selon les méthodes suivantes :

Sites éoliens

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire par composante sur des périodes variant de 10 à 20 ans.

Centrales hydroélectriques

Les centrales américaines et de la Colombie-Britannique sont amorties linéairement sur une durée d'environ 40 ans. Les centrales du Québec sont amorties selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une durée similaire.

Centrales thermiques alimentées en résidus de bois

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement fonctionnel, basé sur la production d'électricité. Selon cette méthode, le montant d'amortissement imputé aux résultats est établi en fonction de la production réalisée durant la période par rapport à la production prévue. En assumant une production stable et continue, la durée d'amortissement des équipements est d'environ 20 ans. En ce qui concerne les entretiens majeurs récurrents, ceux-ci sont capitalisés et amortis sur leur durée de vie estimative spécifique, qui peut varier de 5 à 10 ans.

Centrale thermique alimentée au gaz naturel

L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période moyenne de 15 ans.

CONTRATS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'électricité sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des contrats variant de 12 à 20 ans.

DÉPRÉCIATION D'ACTIFS À LONG TERME

Les actifs à long terme sont soumis à un test de recouvrabilité lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Cette recouvrabilité est mesurée en comparant la valeur comptable des actifs à la valeur estimative des flux de trésorerie futurs directement rattachés à l'utilisation des actifs. Les actifs dépréciés sont inscrits à leur juste valeur, qui est déterminée principalement en utilisant les estimations des flux de trésorerie futurs actualisés directement rattachés à l'utilisation et à la sortie éventuelle des actifs.

AUTRES ACTIFS

Investissements nets dans des contrats de location-financement

La Société a conclu des transactions de location-financement de broyeurs afin de stabiliser son approvisionnement en résidus de bois. Les montants à recevoir en vertu de ces contrats sont présentés sous la rubrique *Autres actifs*. Les remboursements sont effectués selon un tarif unitaire appliqué à la quantité de matières premières livrées aux centrales par les preneurs de ces contrats. En plus des remboursements de capital, la Société reçoit des intérêts sur les sommes à recevoir et ceux-ci sont inclus en réduction des *Frais de financement* à l'état des résultats, à titre d'intérêts créditeurs.

Fonds de réserve

Les fonds de réserve représentent les fonds détenus en fidéicommis afin de satisfaire aux exigences de certaines conventions d'emprunt à long terme. Les certificats de dépôt constituant le fonds de réserve sont évalués au moindre du coût et de la valeur marchande.

Projets en développement

Les frais des projets en développement incluent les frais de conception et d'acquisition de nouveaux projets et sont reportés jusqu'au début des travaux de construction de la nouvelle centrale, date à laquelle ils sont transférés dans le coût de la centrale ou dans les actifs incorporels selon le cas. La Société reporte les frais pour les projets qu'elle estime plus probable qu'improbable de se réaliser. Si cette probabilité diminue par la suite, les frais reportés jusqu'à cette date sont passés en charge.

Quotas de CO₂

Le quota est enregistré lors de l'attribution selon la valeur marchande à cette date. La Société constate alors un actif et un passif du même montant. L'actif représente le quota attribué, tandis que le passif représente le coût estimé de sa consommation. La valeur marchande de l'actif et du passif n'est pas réévaluée par la suite. Par contre, si l'estimation de la consommation dépassait le quota, la Société enregistrerait un passif additionnel selon la valeur marchande à cette date, ce qui affecterait les résultats en contrepartie. En revanche, si l'estimé de consommation était sous le quota, la Société serait en mesure de vendre son excédent. Dans ce cas, la Société doit attendre qu'une vente se réalise avant de réduire son actif et son passif. Finalement, si postérieurement à une vente, la Société déterminait que sa consommation a augmenté et que son quota résiduel est insuffisant, elle constaterait un passif additionnel selon la valeur marchande à cette date.

FRAIS DE FINANCEMENT

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif sur la durée de vie prévue du passif concerné et sont déduits des passifs financiers.

CLASSEMENT DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Les actifs et les passifs financiers sont initialement comptabilisés à la juste valeur et par la suite selon le classement décrit ci-dessous. La catégorie dans laquelle sera classé l'instrument dépend de la raison pour laquelle il a été acquis ou émis, de ses caractéristiques et de sa désignation par la Société. Les normes exigent que les actifs financiers soient classés comme étant détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance ou prêts et créances. Les passifs financiers doivent être classés comme étant détenus à des fins de transaction ou autres passifs. Les instruments dérivés sont classés comme étant détenus à des fins de transaction à moins qu'ils ne soient désignés comme faisant partie d'une relation de couverture efficace. Les normes exigent également que tous les actifs et passifs financiers, y compris tous les dérivés, soient évalués à la juste valeur lors de la comptabilisation initiale, à l'exception de certaines opérations entre apparentés, et qu'ils soient par la suite comptabilisés selon leur classement. La Société continue d'utiliser la comptabilisation à la date de règlement pour tous les actifs financiers. Les variations de la juste valeur des actifs acquis entre la date de transaction et la date de règlement sont portées dans les résultats, à l'exception des gains et pertes découlant des actifs financiers disponibles à la vente qui sont constatés dans les autres éléments du résultat étendu et des gains et pertes sur instruments financiers dérivés désignés comme faisant partie d'une relation de couverture efficace pour lesquels la portion efficace est également constatée dans les autres éléments du résultat étendu.

DÉFINITION DES TYPES D'INSTRUMENTS FINANCIERS

Détenus à des fins de transaction

Les instruments financiers détenus à des fins de transaction sont des actifs et des passifs financiers habituellement acquis ou pris en charge en vue de leur revente ou de leur rachat à court terme. L'instrument est comptabilisé à la juste valeur marchande calculée selon les cours du marché. Les intérêts gagnés, les gains et pertes réalisés à la cession ainsi que les gains et pertes non réalisés découlant de la variation de la juste valeur sont inclus dans les résultats consolidés.

Détenus jusqu'à leur échéance

Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont des actifs financiers non dérivés assortis de paiements déterminés ou déterminables et d'une échéance fixe, mis à part les prêts et créances, que l'entité a l'intention bien arrêtée et la capacité de conserver jusqu'à leur échéance. Ces actifs financiers sont évalués au coût après amortissement. Aux 31 décembre 2009 et 2008, la Société ne détient aucun actif financier classé comme détenu jusqu'à son échéance.

Disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont des actifs financiers non dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente, ou qui ne sont pas classés dans les prêts et créances, dans les placements détenus jusqu'à leur échéance ou dans les actifs financiers détenus à des fins de transaction. Ils sont évalués à la juste valeur, et les gains et pertes non réalisés sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce qu'ils se réalisent. À ce moment, le gain ou la perte cumulé est transféré dans l'état consolidé des résultats et compris dans les gains ou pertes sur instruments financiers. Lorsque les pertes découlant de titres disponibles à la vente sont permanentes, le coût de l'actif financier est ramené à sa juste valeur avec comptabilisation de la variation dans les gains ou pertes net(te)s sur les placements dans l'état consolidé des résultats. Les titres qui sont classés comme étant disponibles à la vente et dont la valeur de marché n'est pas facile à déterminer sont constatés au coût. Les dividendes et les intérêts créditeurs liés aux instruments disponibles à la vente sont constatés en résultat. Au 31 décembre 2009, la Société ne détient aucun actif financier disponible à la vente.

Prêts et créances

Les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés, résultant de la remise de trésorerie ou d'autres actifs par un prêteur à un emprunteur en échange d'une promesse de remboursement à une date ou à des dates déterminées, ou à vue, habituellement avec intérêts. Les prêts et créances sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Autres passifs financiers

Les emprunts et avances bancaires, les comptes créditeurs et charges à payer, les autres passifs et la dette à long terme sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET ACTIVITÉS DE COUVERTURE

La Société utilise des instruments financiers dérivés dans la gestion de ses risques de marché concernant le prix de vente de l'électricité, pour la gestion de ses risques de taux d'intérêt ainsi que pour la gestion de ses risques de taux de change. La politique de la Société est de ne pas utiliser d'instruments financiers dérivés à des fins de négociation ou de spéculation.

Les instruments financiers dérivés sont comptabilisés à leur juste valeur estimative sous le poste *Autres actifs* ou *Juste valeur des instruments financiers dérivés* au passif de la Société selon la situation favorable ou défavorable de la juste valeur. La juste valeur estimative est déterminée au moyen de modèles d'établissement des prix qui prennent en compte les prix du marché courant et les prix contractuels des instruments sous-jacents, la valeur temporelle de l'argent, le risque de crédit des contreparties et les courbes de rendement ou de prix futurs.

Dérivés incorporés

Les dérivés incorporés dans d'autres instruments ou contrats financiers sont séparés de leur contrat hôte et comptabilisés en tant que dérivés lorsque leurs caractéristiques économiques et les risques qu'ils présentent ne sont pas étroitement liés à ceux que présente le contrat hôte. Les dérivés incorporés sont évalués à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat. Au 31 décembre 2009, la Société ne détient aucun dérivé incorporé à comptabiliser séparément du contrat hôte.

Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction

Pour ces instruments financiers dérivés, les variations de juste valeur et la compensation finale seraient immédiatement portées aux résultats de la Société sous le poste *Perte nette sur instruments financiers*. Aux 31 décembre 2009 et 2008, tous les instruments financiers dérivés détenus par la Société étaient désignés comme éléments de couverture.

Instruments financiers dérivés désignés en relation de couverture

Puisque la Société applique la comptabilité de couverture à tous les instruments financiers dérivés qu'elle détient, elle documente les relations entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que son objectif et sa stratégie de gestion des risques sur lesquels reposent ses diverses opérations de couverture. Ce processus consiste notamment à rattacher les dérivés à des actifs et des passifs spécifiques figurant au bilan, ou à des engagements fermes ou des opérations prévues spécifiques. La Société détermine aussi si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture permettent de compenser de façon efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. En effet, durant toute la durée de la relation de couverture, la Société s'assure que celle-ci demeure hautement efficace et conforme à sa stratégie de gestion des risques.

Si, avant l'échéance, un instrument de couverture prend fin ou cesse d'être efficace et qu'il n'est pas remplacé conformément à la stratégie de gestion des risques, la couverture prend fin et tous les gains ou les pertes accumulés aux autres éléments du résultat étendu jusqu'à cette date et reliés à cet instrument de couverture seront constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle l'opération couverte sous-jacente sera constatée et toute variation subséquente de la juste valeur de l'élément de couverture serait constatée directement à l'état des résultats. Dans le cas où l'élément couvert cesserait d'exister en raison de son échéance, de son expiration, de sa résiliation ou de son exercice, les gains ou les pertes reportés ainsi que les variations subséquentes de la valeur de l'instrument de couverture seraient portés à l'état des résultats.

En vertu de la comptabilité de couverture, les gains, les pertes, les revenus et les frais découlant de l'instrument financier dérivé désigné en relation de couverture doivent être constatés à la même période où sont constatés ceux relatifs à l'élément couvert. Les variations de juste valeur sont portées au *Cumul des autres éléments du résultat étendu* jusqu'à la date de compensation de l'instrument dérivé, sauf la portion inefficace des instruments financiers dérivés qui est portée immédiatement aux résultats sous le poste *Perte nette sur instruments financiers*. Les compensations reçues ou versées sur les instruments financiers dérivés de couverture sont enregistrées dans les *Produits de la vente d'énergie* en ce qui concerne les swaps financiers d'électricité et sous le poste *Frais de financement* pour les swaps de taux d'intérêt et les contrats à terme de taux d'intérêt. En ce qui concerne les instruments dérivés désignés en couverture d'achats futurs d'immobilisations, les compensations sont enregistrées à l'encontre de l'immobilisation couverte.

COÛTS DE TRANSACTION

Les coûts de transaction liés aux actifs et aux passifs financiers détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de transaction liés aux actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, aux prêts et créances et aux autres passifs financiers, sont considérés dans la valeur comptable de l'actif et du passif et sont ensuite amortis sur la durée de vie prévue de l'instrument au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Les coûts de transaction liés aux actifs disponibles à la vente sont capitalisés lors de la comptabilisation initiale et ensuite transférés dans les autres éléments du résultat étendu immédiatement après la capitalisation.

IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

La Société utilise la méthode du passif fiscal pour la comptabilisation des impôts sur le bénéfice. Selon cette méthode, les impôts futurs sont calculés sur la différence entre les valeurs fiscales et comptables des différents actifs et passifs. Le taux d'imposition en vigueur lorsque ces différences se résorberont est utilisé pour calculer les impôts futurs à la date du bilan. Les actifs d'impôts qui proviennent des pertes reportées et des écarts temporaires sont constatés lorsqu'il est plus probable qu'improbable que l'actif sera réalisé.

CONVERSION DES DEVISES

Opérations conclues en devises

Les opérations libellées en devises sont comptabilisées au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en monnaie locale au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les gains et les pertes de change non réalisés à la conversion des actifs et des passifs monétaires sont compris dans le calcul du bénéfice net de l'exercice.

Établissements étrangers

Les établissements étrangers de la Société sont définis comme étant autonomes. L'actif et le passif de ces établissements étrangers sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date du bilan. Les produits et les charges sont convertis au taux de change moyen de l'exercice. Les gains ou les pertes de conversion sont reportés et présentés au poste *Cumul des autres éléments du résultat étendu*.

RÉMUNÉRATION ET AUTRES PAIEMENTS À BASE D'ACTIONS

La Société applique la méthode de la juste valeur pour comptabiliser les attributions d'options d'achat d'actions aux membres de la direction et aux employés cadres. Cette méthode consiste à enregistrer une dépense aux résultats en fonction des conditions de levée des options octroyées. La juste valeur est calculée au moyen du modèle d'évaluation du prix des options Black & Scholes. Ce modèle a été conçu afin d'estimer la juste valeur des options négociées qui ne comportent aucune restriction en matière d'acquisition de droits et qui sont entièrement transférables. Certaines options en circulation comportent des restrictions, mais la Société est d'avis que le modèle Black & Scholes fournit une estimation adéquate de la juste valeur dans ces cas. Toute contrepartie payée par les employés à la levée des options est créditée au poste *Capital-actions*.

La charge liée aux options d'achat d'actions est comptabilisée à titre de charges d'Administration et la valeur cumulative des options non exercées en circulation est présentée au poste Surplus d'apport.

MONTANTS PAR ACTION

Les montants par action sont déterminés selon le nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation au cours de l'exercice. Les montants dilués par action ordinaire sont calculés selon la méthode du rachat d'actions pour déterminer l'effet dilutif des options d'achat d'actions. Selon cette méthode, les instruments qui ont un effet dilutif, soit lorsque le cours moyen de l'action pour la période est supérieur au prix d'exercice ou de levée, sont considérés avoir été exercés ou levés au début de la période et le produit obtenu est considéré avoir été utilisé pour racheter des actions ordinaires de la Société au cours moyen de l'action de la période.

OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations est constituée à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle une obligation juridique est créée. Une obligation conditionnelle liée à la mise hors service d'immobilisations est constatée à sa juste valeur lorsqu'elle peut faire l'objet d'une estimation raisonnable. Les coûts qui en découlent sont capitalisés, augmentent la valeur de l'immobilisation en cause et sont amortis sur la durée de vie utile restante. L'obligation est actualisée en utilisant un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit.

La Société n'a pas d'obligations contractuelles liées à la mise hors service de ses immobilisations. Par contre, selon la réglementation en vigueur, la Société pourrait être obligée d'effectuer certains travaux dans le cas d'arrêt de certaines de ses activités. Selon les réglementations, un locataire est dans l'obligation de remettre les lieux dans l'état où ils étaient lorsqu'il en a pris possession. Cependant, il est normalement permis de remettre les ouvrages ou constructions au bailleur, sans compensation, dans le cas où il s'avère impossible de les enlever. C'est le cas des centrales hydroélectriques en général, dont la présence modifie l'écosystème et la vie économique avoisinants. Il est normalement plus avantageux pour l'environnement, les riverains et les entreprises, de maintenir le barrage.

En ce qui concerne les sites éoliens, il existe aussi une réglementation française qui requiert du propriétaire qu'il démantèle les installations lorsqu'il décidera d'en abandonner l'exploitation. Ces coûts seraient reliés en majeure partie à l'enlèvement, au transport et à la mise au rebut des bases de béton armé qui supportent les éoliennes. Ces travaux sont estimés à des montants d'environ 70 000 \$ à 130 000 \$ par éolienne. Le plan d'affaires actuel ne prévoit pas que la Société arrêtera l'exploitation de ces sites.

Finalement, la Société possède des obligations environnementales relativement à ses centrales alimentées en résidus de bois. En effet, si une centrale était vendue, il serait de sa responsabilité d'enlever les piles de résidus de bois et les membranes de protection environnementales. La Société a déterminé que les résidus de bois seraient brûlés dans la production d'électricité et que les coûts additionnels de nettoyage seraient d'environ 100 000 \$ à 150 000 \$ par site. Cependant, puisque cette obligation se concrétise seulement lors de la disposition d'un site, et que les coûts qui en découlent sont négligeables par rapport à la valeur des autres actifs de ce type de centrale, il est probable que ces coûts feraient partie de la transaction et que la Société n'aurait rien à débourser.

Bref, aucun passif n'a été constitué parce que la Société prévoit utiliser ces actifs durant une période indéterminée. Il s'agit d'immobilisations corporelles sur lesquelles on ne dispose pas d'une information suffisante pour fixer de façon réaliste le calendrier d'échéance des obligations. Un passif sera donc comptabilisé dans la période au cours de laquelle la Société obtiendra une information suffisante pour établir ce calendrier.

CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été apportés aux états financiers consolidés de l'exercice précédent afin de se conformer à la présentation adoptée en 2009.

⁵⁸ Note 3.

MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

NOUVELLES CONVENTIONS COMPTABLES ADOPTÉES EN 2009

Écart d'acquisition et actifs incorporels

En date du 1^{er} janvier 2009, Boralex a adopté, avec redressement des exercices antérieurs, le chapitre 3064 du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA »), « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui remplace le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels » et le chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement ». Le chapitre 3064 établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'information applicables aux écarts d'acquisition et aux actifs incorporels. Cette nouvelle norme a principalement été publiée dans le but de clarifier la constatation et l'évaluation d'actifs incorporels générés à l'interne, incluant les frais de recherche et de développement. Le chapitre 3064 renforce l'approche selon laquelle les actifs sont comptabilisés seulement s'ils répondent à la définition d'un actif et aux critères de comptabilisation d'un actif. Par conséquent, Boralex a dû radier les frais de démarrage qui étaient comptabilisés au poste *Frais reportés* inclus dans les *Autres actifs*.

L'effet de cette modification sur les états financiers présentés antérieurement est le suivant :

		A	u 31 décembre 2008
	Tel que	Chapitre	
	présenté	3064	Redressé
Frais reportés	544	(544)	_
Passifs d'impôts futurs	39 616	(179)	39 437
Bénéfices non répartis	135 783	(322)	135 461
Autres éléments du résultat étendu	1 539	(43)	1496

Les redressements n'ont eu aucun impact significatif sur les résultats consolidés ni sur les flux de trésorerie publiés antérieurement liés aux activités d'exploitation, d'investissement ou de financement.

Risques de crédit et juste valeur des actifs et des passifs financiers

En janvier 2009, le Comité sur les problèmes nouveaux de l'ICCA a publié le CPN-173 « Risques de crédit et juste valeur des actifs et des passifs financiers ». Le CPN-173 prévoit des directives sur l'évaluation de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers en vertu desquelles Boralex doit tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de l'autre partie pour déterminer la juste valeur d'instruments dérivés. Cette norme s'applique de manière rétroactive, sans retraitement des états financiers des périodes antérieures, aux états financiers intermédiaires et annuels publiés à compter du 20 janvier 2009. L'application de cette nouvelle recommandation a eu comme conséquence, le 1^{er} janvier 2009, de diminuer la juste valeur des instruments financiers dérivés présentés à l'actif de 801 000 \$, de diminuer la juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au passif de 96 000 \$, d'augmenter les actifs d'impôts futurs de 225 000 \$ et de diminuer le cumul des autres éléments du résultat étendu de 480 000 \$.

Amélioration des informations à fournir sur les instruments financiers

En juin 2009, l'ICCA a modifié le chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir ». Ce chapitre a été modifié afin d'apporter de nouvelles exigences en matière de divulgation d'informations financières, notamment l'obligation de présenter la classification des instruments financiers comptabilisés à la juste valeur selon une hiérarchie qui reflète l'importance des données utilisées pour réaliser ces évaluations et l'exposition des entités au risque de liquidité. Les modifications de ce chapitre s'appliquent aux états financiers annuels des exercices clos après le 30 septembre 2009. La Société a appliqué les modifications de cette norme dans ses états financiers annuels du 31 décembre 2009. Pour ce premier exercice d'application, la Société n'est pas tenue de fournir de façon comparative les informations requises par les modifications. L'application de ces modifications n'a pas eu d'impact sur les résultats, le bilan et les flux de trésorerie de la Société. Ces modifications visent spécifiquement la divulgation de l'information à fournir et sont présentées dans la note 11 afférente aux présents états financiers consolidés.

Note 3. Modification de conventions comptables (suite)

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle

En janvier 2009, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables: le chapitre 1582, « Regroupements d'entreprises », le chapitre 1601, « États financiers consolidés », et le chapitre 1602, « Participations sans contrôle ». Ces nouvelles normes s'appliqueront aux états financiers des exercices ouverts le 1^{er} janvier 2011 ou après cette date. Boralex évalue actuellement les exigences des nouvelles normes.

Le chapitre 1582 remplace l'ancien chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », et établit des normes pour la comptabilisation d'un regroupement d'entreprises. Le chapitre établit les principes et les conditions qui régissent la manière dont l'acquéreur comptabilise et évalue dans ses états financiers les actifs identifiables acquis, les passifs repris et toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise; la manière qu'il comptabilise et évalue l'écart d'acquisition à la suite du regroupement d'entreprises ou le gain résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses; et, il détermine quelles sont les informations à fournir pour permettre aux utilisateurs des états financiers d'évaluer la nature et les effets financiers du regroupement d'entreprises. Il constitue l'équivalent canadien de la norme internationale d'information financière IFRS 3, « Regroupements d'entreprises ». Le chapitre s'applique prospectivement aux regroupements d'entreprises pour lesquels la date d'acquisition se situe au début du premier exercice annuel ouvert le 1^{er} janvier 2011 ou à une date ultérieure.

Les chapitres 1601 et 1602 remplacent l'ancien chapitre 1600, « États financiers consolidés ». Le chapitre 1601 définit des normes pour l'établissement d'états financiers consolidés. Il s'applique aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011. Le chapitre 1602 définit des normes pour la comptabilisation, dans les états financiers consolidés établis postérieurement à un regroupement d'entreprises, de la participation sans contrôle dans une filiale. Il constitue l'équivalent des dispositions correspondantes de la norme internationale d'information financière IAS 27, « États financiers consolidés et individuels », et s'applique aux états financiers consolidés intermédiaires et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2011.

Note 4.

ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

Le 6 avril 2009, la Société a annoncé la clôture de l'acquisition de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls. Cette acquisition qui avait été annoncée en juin 2008 était sujette à certaines conditions suspensives qui ont été remplies à la fin du mois de mars 2009. Le prix d'acquisition se chiffre à 19 000 000 \$, dont 4 500 000 \$ ont été versés à la date de clôture et 500 000 \$ en juin 2008. Le solde de prix d'achat, soit 14 000 000 \$, sera payé au cours des deux années suivantes, soit un montant de 5 000 000 \$ au 1^{er} avril 2010 et de 9 000 000 \$ au 1^{er} avril 2011. Selon les conventions en vigueur, si la Société parvenait à mettre en place un financement avant le 1^{er} avril 2011, le produit net de ce financement devrait être versé au vendeur, jusqu'à concurrence du solde de prix d'achat. Ce prêt porte intérêt au taux de 6 % par année. La Société s'est également engagée à investir un montant d'environ 3 000 000 \$ afin de mener à terme des travaux d'entretien sur le barrage et de moderniser certaines installations.

Les 15 juillet, 9 novembre et 7 décembre 2009, Boralex a levé trois des neuf options qu'elle avait acquises de Gengrowth LP en juillet 2007. La levée de ces options se traduit par l'acquisition de trois sociétés détenant les contrats de vente d'électricité, les mesures de vent, les options de location de terrain et les divers permis requis pour la construction de parcs éoliens. La puissance installée de chacune de ces parcs sera de 10 MW et Boralex en a entrepris la construction en novembre 2009. La contrepartie de 4 728 000 \$ a été payée en espèces et a été enregistrée au poste *Contrats de vente d'électricité*.

Le 5 octobre 2009, la Société a annoncé la clôture de l'acquisition du nouveau parc éolien Chasse-Marée en France représentant 9,2 MW. Cette acquisition qui avait été annoncée en juillet dernier était sujette à certaines conditions suspensives qui ont été remplies. Le prix d'acquisition se chiffre à 6 648 000 \$ (4 315 000 €).

Le 29 décembre 2009, la Société a annoncé l'acquisition de trois parcs éoliens en France représentant 47 MW : Ronchois, Le Grand Camp et Bel Air pour une contrepartie de 37 613 000 \$ (25 183 000 €) dont 19 618 000 \$ a été payé en espèce et 17 995 000 \$ (11 700 000 €) a été obtenu sur l'entente cadre de Boralex Massif Central pour Ronchois et Le Grand Camp alors qu'un financement totalisant 9 214 000 \$ (5 991 000 €) était déjà en place pour Bel Air au moment de la transaction.

Note 4. Acquisitions d'entreprises (suite)

L'allocation finale du prix d'achat relative à ces acquisitions est la suivante :

					2009
				Ronchois / Le Grand	
	Ocean Falls	Thames River II	Chasse-Marée	Camp / Bel Air	Total
Fonds de roulement	-	-	600	3 037	3 637
Terrain	75	-	_	-	75
Bâtiment	1136	-	_	-	1136
Immobilisations en construction	_	_	1124	20 575	21 699
Équipement	14 038	_	_	11 249	25287
Pièces de remplacement	100	-	-	-	100
Matériel roulant	109	-	_	-	109
Contrats de vente d'électricité	614	4728	4924	12 612	22878
Droits d'eau	3 197	-	-	-	3 197
Juste valeur des instruments					
financiers dérivés	_	_	_	(646)	(646)
	19 269	4 728	6 648	46 827	77 472
Dépôt versé en 2008	(500)	_	_	_	(500)
Balance de prix de vente	(14 000)			(9 214)	(23 214)
Déboursés pendant l'exercice	4 769	4728	6 648	37 613	53 758

Le 8 août 2008, Boralex a acquis la société Merlin Wind Farm Inc. dont l'objectif est de réaliser un projet éolien de 90 MW dans le sud de l'Ontario. Cette société possédait l'ensemble des options requises pour la location des terres agricoles nécessaires à l'érection des éoliennes, ainsi que les données de vent requises pour valider le modèle d'affaires. La contrepartie a été payée en espèces pour un montant de 1 250 000 \$ et a été enregistrée sous le poste *Projets en développement*.

Le 29 septembre 2008, Boralex a levé quatre des neuf options qu'elle avait acquises en juillet 2007. La levée de ces options se traduit par l'acquisition de quatre sociétés détenant les contrats de vente d'électricité, les mesures de vent, les options de location de terrain et les divers permis requis pour la construction de parcs éoliens. La capacité installée de chacun de ces parcs sera de 10 MW et Boralex en a entrepris la construction en octobre 2008. La contrepartie de 4 531 000 \$ a été payée en espèces et a été enregistrée au poste *Contrats de vente d'électricité*.

			2008
	Merlin	Thames River I	Total
Contrats de vente d'électricité	_	4 531	4 531
Projet en développement	1 250	_	1 2 5 0
Déboursé pendant l'exercice	1 250	4 531	5 781

Note 5. PLACEMENT

Le Fonds est une fiducie de revenu dans laquelle la Société détient une participation de 23 % aux 31 décembre 2009 et 2008.

a) La variation du placement dans le Fonds comprend ce qui suit :

	2009	2008
Solde au début de l'exercice	69 348	67 321
Part des résultats (incluant dépréciation de Dolbeau) ⁽¹⁾	(2 090)	7 826
Part des distributions	(9 638)	(10 096)
Part des écarts de conversion cumulés	(2 174)	4 297
	55 446	69 348

⁽¹⁾ Ce montant inclut la quote-part de Boralex de la dépréciation d'immobilisations corporelles dans le Fonds de 5 624 000 \$ au 31 décembre 2009 tel qu'expliqué à la note 5 e).

Note 5. Placement (suite) 61

b) Relativement au Fonds:

- La Société s'est engagée à fournir les services de supervision, d'exploitation, d'entretien, de sécurité, de gestion et d'administration pour sept centrales, selon une convention de gestion se terminant le 19 février 2022 et renouvelable automatiquement à l'échéance, sujet au respect des obligations du gestionnaire pour des périodes consécutives de cinq ans. Les services inclus couvrent les salaires et les avantages sociaux des employés affectés à ces centrales ainsi que l'utilisation du centre de contrôle de la Société. La compensation pour ces services est ajustée annuellement selon l'indice des prix à la consommation des 12 mois précédents. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les revenus relatifs à cette convention ont été de 4 997 000 \$ (4 961 000 \$ en 2008).
- ii) La Société s'est engagée à fournir la gestion complète pour deux centrales hydroélectriques situées dans l'État de New York (les « centrales d'Adirondack ») et détenues par le Fonds selon des modalités similaires aux conditions décrites en i). Plus précisément, les sommes payables en vertu de cette convention sont limitées aux frais d'exploitation et la rémunération annuelle à la Société couvre les salaires et avantages sociaux des employés affectés à l'exploitation, à la supervision, à l'entretien, à la sécurité, à la gestion et à l'administration des centrales d'Adirondack ainsi qu'aux frais généraux de celles-ci. Les revenus liés à cette convention ont été de 452 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (434 000 \$ en 2008). Cette convention prend fin en 2023 et est renouvelable pour des durées additionnelles de cinq ans au gré du gestionnaire.
- iii) En vertu d'un accord, Société en commandite Boralex énergie (« SCBE ») a confié à Boralex la gestion et l'exploitation de la centrale de Dolbeau. Cet accord est valide tout au long de la reprise temporaire des activités de Dolbeau et représente 427 000 \$ en 2009.
- c) Les revenus de gestion du Fonds ont été générés dans le cours normal des affaires et sont liés aux engagements décrits en b) ci-dessus. De plus, au 31 décembre 2009, le bilan incluait un montant net à recevoir du Fonds de 1 705 000 \$ (1 108 000 \$ en 2008), dont 803 000 \$ à titre de distributions à recevoir (803 000 \$ en 2008).
- d) Le tableau suivant présente certains renseignements financiers provenant des états financiers consolidés du Fonds aux 31 décembre 2009 et 2008 et des exercices terminés à ces dates:

	2009	2008
BILANS CONSOLIDÉS		
Fonds de roulement, net	16 081	22503
Actifs incorporels et écarts d'acquisition	54 142	66 990
Immobilisations corporelles et autres actifs à long terme	318 089	381 868
Passifs à long terme	(143 960)	(165 477)
Actif net total	244 352	305 884
	2009	2008
RÉSULTATS CONSOLIDÉS		
Produits	102 196	109 343
Bénéfice d'exploitation avant amortissement	51 655	57724
Perte nette	(10 864)	(5 839)
FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS		
Activités d'exploitation	41 478	53 900
Activités d'investissement	(2 869)	(3 811)
Activités de financement	(38 268)	(46 326)

- e) En 2009, à la suite d'un test annuel de dépréciation effectué par le Fonds, en collaboration avec des évaluateurs professionnels indépendants, une dépréciation des immobilisations corporelles de 29 591 000 \$ liée à la centrale de Dolbeau a été enregistrée. En raison de changements significatifs dans le contexte de l'exploitation de cette centrale, le Fonds a conclu que la valeur globale des actifs de la centrale avait diminué à long terme. Ces facteurs incluent, entre autres :
 - la réduction généralisée de la disponibilité des matières premières causée par le contexte économique combiné à la réduction des droits de coupes au Québec;
 - l'obtention par AbitibiBowater (« ABI ») de la protection des tribunaux à l'encontre de ses créanciers en vertu de la Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies (« C-36 »);
 - la résiliation unilatérale par ABI dans le cadre des procédures du C-36 des contrats de (i) service, (ii) vapeur, et (iii) approvisionnement en biomasse ; et
 - la fermeture indéfinie de l'usine de pâte et papier de Dolbeau par ABI.

Note 5. Placement (suite)

Compte tenu de ces facteurs, le Fonds a établi différents scénarios, lui permettant d'évaluer les perspectives de rentabilité future de la centrale. Ces scénarios intégraient différentes hypothèses relativement à la production d'électricité et de vapeur ainsi qu'au prix de la vapeur advenant une renégociation du contrat actuel. Un scénario de fermeture complète de l'usine d'ABI a aussi été considéré. Il est à noter que les scénarios n'ont pas été établis à partir de discussions concrètes avec ABI, mais bien sur un ensemble de prévisions émanant d'évaluations raisonnables établies par la direction comme gestionnaire du Fonds, en collaboration avec des évaluateurs professionnels indépendants.

Puisque la valeur totale des flux monétaires anticipés en fonction des hypothèses identifiées ne justifiait pas la valeur aux livres de ces actifs, le Fonds a déprécié une portion des immobilisations corporelles d'un montant de 29 591 000 \$. En effet, puisque, dans ses scénarios, le Fonds a modifié à la baisse ses prévisions à long terme sur les quantités contractuelles et les prix de vapeur, et à la hausse ses coûts d'exploitation potentiels, la rentabilité résiduelle n'était pas suffisante pour justifier la valeur aux livres existantes des immobilisations corporelles. La quote-part de cette dépréciation de Boralex est de 5 624 000 \$.

Par contre, le Fonds continue d'explorer des alternatives pour maximiser la rentabilité de cette centrale. Bien que la dépréciation effectuée en 2009 reflète les hypothèses et estimations de la direction au 31 décembre 2009, il faut souligner que le contexte actuel comporte une combinaison particulière de risques défavorables. Si certaines de ces conditions changeaient dans le futur, la performance financière de la centrale serait affectée en conséquence. À la suite de cette dépréciation, la valeur comptable des immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau est de 32 832 000 \$.

Rappelons qu'en 2008, l'écart d'acquisition de 16 243 000 \$ lié à la centrale de Dolbeau avait été radié à la suite du test annuel de dépréciation effectué par le Fonds, en collaboration avec des évaluateurs professionnels indépendants. De plus, dans le cadre du test de dépréciation des actifs incorporels, le Fonds avait radié la totalité des actifs incorporels de 17 724 000 \$ reliés à ses contrats de vente d'électricité et de vapeur puisque la valeur totale des flux monétaires anticipés ne justifiait pas la valeur aux livres de ces actifs. Ces radiations n'ont pas eu d'impact sur la quote-part du Fonds.

f) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la proportion des produits du Fonds réalisés au Canada et aux États-Unis est de 66 % et 34 % respectivement (72 % et 28 % en 2008). Au 31 décembre 2009, les immobilisations corporelles se situaient à 67 % (67 % en 2008) au Canada et à 33 % (33 % en 2008) aux États-Unis.

Note 6.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

			2009
	Coût	Amortissement cumulé	Montant net
Sites éoliens	338 723	50 498	288 225
Centrales hydroélectriques	29 759	4 001	25 758
Centrales thermiques – résidus de bois	132 440	47 780	84 660
Centrale thermique – gaz naturel	15 749	8 599	7 150
Corporatif et autres	10 566	2820	7 746
	527 237	113 698	413 539

			2008
	Coût	Amortissement cumulé	Montant net
Sites éoliens	239 315	40 880	198 435
Centrales hydroélectriques	14 677	3 350	11 327
Centrales thermiques – résidus de bois	153 547	51 174	102 373
Centrale thermique – gaz naturel	17 867	8 491	9 376
Corporatif et autres	12 070	3 138	8 9 3 2
	437 476	107 033	330 443

Note 6. Immobilisations corporelles (suite)

L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 24 010 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (22762000 \$ en 2008), incluant un montant de 1 920 000 \$ relativement aux contrats de location-acquisition (2 218 000 \$ en 2008). Ces montants sont comptabilisés au poste *Amortissement*. Le coût et l'amortissement cumulé des biens détenus en vertu de contrats de location-acquisition s'élèvent respectivement à 32 130 000 \$ et 15 168 000 \$ au 31 décembre 2009 (36 391 000 \$ et 15 255 000 \$ au 31 décembre 2008).

Les immobilisations comprennent des pièces de rechange pour un montant de 2 502 000 \$ (2 502 000 \$ en 2008) et des sites en construction pour un montant de 44 694 000 \$ (29 077 000 \$ en 2008). Ces immobilisations ne sont pas amorties jusqu'à leur mise en service.

Au 31 décembre 2009, les intérêts capitalisés au coût des immobilisations corporelles totalisaient $4\,393\,000$ \$ ($3\,837\,000$ \$ au 31 décembre 2008).

Note 7.CONTRATS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

	2009	2008
Coût	55 250	31 363
Amortissement cumulé	6 227	4 961
	49 023	26 402

L'amortissement des contrats de vente d'électricité s'élève à 1 992 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 (1 683 000 \$ en 2008) et est comptabilisé au poste Amortissement.

Note 8. AUTRES ACTIFS

	Note	2009	2008
			(Redressé –Note 3)
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	a)	19 022	22238
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommis	b)	2647	1741
Investissements nets dans des contrats de location-financement	c)	15 146	10 738
Juste valeur des instruments financiers dérivés (note 11)		7 297	20 238
Quotas de CO ₂		382	367
Projets en développement	d)	7 863	12 093
Autres actifs incorporels	e)	4 2 6 4	162
		56 621	67 577

L'amortissement des autres actifs incorporels est de 56 000 \$ en 2009 (nil en 2008). Ces montants sont comptabilisés sous le poste *Amortissement*.

Notes:

- a) Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable représentent les crédits d'impôts gagnés par la Société avant la mise en place du programme de monétisation ainsi que ceux attribuables aux centrales acquises subséquemment et qui ne font pas partie du programme de monétisation. Les crédits d'impôts gagnés seront utilisés à l'encontre des sommes d'impôts à payer dans le futur par la Société. Les prévisions financières démontrent que le montant comptabilisé pourra être réalisé au cours des cinq à six prochaines années.
- b) Au 31 décembre 2009, les réserves pour service de la dette à long terme garantissent des financements en France et au Canada. En France, le montant de réserves s'élève à 1 339 000 \$ (893 000 €), tandis qu'au Canada, les réserves sont de 208 000 \$. Ces réserves représentent de trois à six mois de service de la dette selon le projet. Ce poste inclut aussi un montant de 1100 000 \$ d'encaisse en fidéicommis pour des travaux d'amélioration de la centrale d'Ocean Falls.
- c) 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 31 décembre 2009, les montants à recevoir en devises sont de 12 886 000 \$ US (13 486 000 \$) et 1 660 000 \$ respectivement.
- d) Les projets en développement comprennent majoritairement deux projets éoliens en Ontario, un projet éolien au Québec, un projet solaire en Espagne et un projet éolien en Italie.

Note 8. Autres actifs (suite)

e) Les *Autres actifs* incorporels sont composés majoritairement de la valeur accordée aux droits d'eau détenus par la centrale d'Ocean Falls (3 141 000 \$) et aux licences et aux droits détenus par la centrale de Forces Motrices Saint-François (997 000 \$).

Note 9. MONÉTISATION DES CRÉDITS D'IMPÔTS

Afin de monétiser les crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable auxquels Boralex Industries Inc. (« Boralex Industries ») a droit au cours de la période allant de la date de clôture de la monétisation au 31 décembre 2009 (fin du programme des Crédits d'impôts), Boralex Industries a conclu une convention d'achat et de vente aux termes de laquelle elle a cédé à des investisseurs des participations en actions indirectes dans ses cinq centrales thermiques alimentées en résidus de bois situées dans les États du Maine et de New York, aux États-Unis (les « centrales à base de résidus de bois »). En contrepartie de ces participations, Boralex Industries a reçu une somme en espèces d'environ 14 500 000 \$ US.

La convention a été conclue, et la clôture de l'opération a eu lieu, en date du 1^{er} décembre 2006. La convention confère à Boralex Industries des droits d'achats lui permettant de racheter les participations en actions à certains moments et moyennant certaines sommes après le remboursement du billet conditionnel. En date du 4 janvier 2010, Boralex a exercé lesdits droits d'achats mettant ainsi fin au programme de monétisation.

Note 10. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme comprend ce qui suit :

	Note	Échéance	Taux (1)	2009	2008
Crédit-relais		2009	-	_	11 591
Convention cadre de 2007 (France) -					
projets éoliens	a)	2017-2022	4,95	140 327	145 807
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	b)	2016	5,00	9 790	12482
Prêt à terme – centrale de Stratton	c)	2010	2,74	1985	3 302
Crédits-baux (France)	d)	2012-2015	5,32	10 585	14 831
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	e)	2011	6,00	14 000	_
Prêt à terme – parcs éoliens en Ontario	f)	2014	6,34	47 700	_
Prêt à terme – parc éolien de Bel Air	g)	2021	5,52	8 986	_
Autres dettes		-	-	2 814	3725
				236 187	191 738
Partie à court terme				(24273)	(29 410)
Frais de financement,					
net de l'amortissement cumulé				(5 798)	(4 293)
				206 116	158 035

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

a) Cette entente cadre comporte une tranche sénior d'un maximum de 250 000 000 € et une tranche junior d'un maximum de 15 000 000 €. Les sommes peuvent être tirées jusqu'au 31 décembre 2010 sous réserve de certaines conditions suspensives. En date du 31 décembre 2009, les montants utilisés s'élevaient à 108 850 000 € (163 275 000 \$) (94 150 000 € au 31 décembre 2008) et la Société disposait d'un solde inutilisé de 156 150 000 € (234 225 000 \$).

Afin de couvrir les besoins temporaires éventuels de fonds de roulement requis pour servir la dette, les prêteurs ont également émis deux lignes de crédit qui sont de 13 503 000 \$ (9 002 000 €) et 1 488 000 \$ (992 000 €) respectivement.

Le financement émis sous la convention cadre est garanti par les actifs des projets. Cependant, la tranche junior est subordonnée à la tranche sénior. Le taux d'intérêt est variable et basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge, mais la Société a utilisé des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition aux variations de taux tel que mentionné ci-après. Les remboursements sont effectués semestriellement. Au 31 décembre 2009, le solde à payer est de 93 551 000 € (140 327 000 \$).

Note 10. Dette à long terme (suite)

Au 31 décembre 2009, la disponibilité de la convention cadre s'établit comme suit :

(en milliers d'euros)	Limites de crédit	Montants utilisés	Disponibilité
Crédits prioritaires	250 000	101 800	148 200
Crédits juniors	15 000	7 050	7 9 5 0
	265 000	108 850	156 150

- b) Ce prêt porte intérêt à un taux fixe de 5,00 % et est assorti de remboursements semestriels. Au 31 décembre 2009, le solde était de 6 527 000 € (7 322 000 € au 31 décembre 2008). La totalité des actifs du parc éolien de Nibas est donnée en garantie de ce prêt.
- c) Ce prêt porte intérêt à taux variable basé sur le taux de base aux États-Unis ou les taux du marché monétaire ajustés d'une marge. Ce prêt vient à échéance au 31 juillet 2010 et il est assorti de remboursements trimestriels. Au 31 décembre 2009, le solde était de 1 896 000 \$US (2 696 000 \$US au 31 décembre 2008). La totalité des actifs de la centrale de Stratton est donnée en garantie de ce prêt.
- d) Les crédits-baux sont constitués de contrats de location-acquisition portant sur des actifs situés en France. Le solde de ces crédits était de 7 056 000 € au 31 décembre 2009 (8 700 000 € au 31 décembre 2008). Ces crédits portent intérêt à taux fixes et variables et comportent des versements trimestriels. La valeur comptable nette des immobilisations qui y sont rattachées est de 11 309 000 € (16 963 000 \$) au 31 décembre 2009 (12 399 000 € ou 21 136 000 \$ au 31 décembre 2008).
- e) Ce prêt représente le solde du prix d'achat de la centrale d'Ocean Falls et porte intérêt à un taux fixe de 6,00 % par année. Le solde de ce prix d'achat, soit 14 000 000 \$ sera payé au cours des deux années suivantes, soit un montant de 5 000 000 \$ au 1^{er} avril 2010 et de 9 000 000 \$ au 1^{er} avril 2011. Selon les conventions en vigueur, si la Société parvenait à mettre en place un financement avant le 1^{er} avril 2011, le produit net de ce financement devrait être versé au vendeur, jusqu'à concurrence du solde de prix d'achat.
- f) Ce prêt, garanti par les actifs du projet, représente le montant des tirages au 31 décembre 2009 sur un financement total de 56 000 000 \$. Le solde de ce financement devrait être tiré avant la fin du premier trimestre de 2010. Le premier des remboursements semestriels est prévu au cours du deuxième trimestre de 2010. Le financement, remboursable sans pénalité au gré de Boralex, est amorti sur une période de 19 ans, même s'il comporte une date d'échéance au 4 septembre 2014. Grâce à la mise en place d'un swap de taux d'intérêt, Boralex a obtenu un taux d'intérêt fixe d'environ 6,34 %.
- g) Ce prêt, garanti par les actifs du projet et mis en place par l'ancien propriétaire, a été récupéré par Boralex dans le cadre de l'acquisition du projet en date du 29 décembre 2009. La tranche A de ce prêt, d'un solde de 6 742 000 \$ (4 495 000 €), et la tranche B, d'un solde de 2 244 000 \$ (1 496 000 €), viennent à échéance au 1^{er} mai 2021. Ces deux tranches sont assorties de remboursements trimestriels.

L'amortissement des frais de financement s'élève à 840 000 \$ pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2009 (1 009 000 \$ pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2008).

CRÉDIT ROTATIF

De plus, Boralex détient un crédit rotatif d'un montant autorisé de 55 000 000 \$ qui porte intérêt à taux variable, selon les taux préférentiels du Canada ou encore selon les taux du marché monétaire ajustés d'une marge. Ce crédit est garanti par le placement de Boralex dans le Fonds selon la formule suivante : les sommes avancées ne doivent pas dépasser 60 % de la valeur marchande du placement. Dans l'éventualité où la valeur marchande du placement passait sous cette limite, les créanciers seraient en mesure d'exiger le remboursement d'une portion des sommes avancées afin de rétablir le ratio de couverture. Au 31 décembre 2009, la Société avait des lettres de crédit d'un montant total de 9 656 000 \$ et avait tiré des sommes en espèces de 9 927 000 \$ sur ce crédit. Finalement, la valeur marchande d'une unité du Fonds était de 4,10 \$ le 31 décembre 2009 et le seuil de remboursement à 2,38 \$ (incluant toutes les lettres de crédit en circulation émises sur le crédit d'exploitation). L'échéance courante de la période rotative est le 27 janvier 2011.

SWAPS DE TAUX D'INTÉRÊTS

Le crédit rotatif, la convention cadre, le prêt à terme de la centrale de Stratton, une portion de certains crédits-baux, le prêt à terme pour les projets éoliens en Ontario ainsi que le prêt à terme du parc éolien de Bel Air portent un taux d'intérêt variable. Afin de mitiger son risque de taux d'intérêt, la Société a conclu des swaps de taux d'intérêt afin d'obtenir une charge fixe d'intérêts sur des portions variant de 58 % à 98 % de la dette correspondante à taux variable. Ces ententes exigent l'échange périodique de paiements d'intérêts sans échange du nominal sur lequel les paiements sont calculés. En vertu de ces ententes, la Société reçoit un montant variable basé sur l'EURIBOR ou le CDOR et verse des montants fixes basés sur des taux se situant entre 2,83 % et 5,16 %.

Note 10. Dette à long terme (suite)

Puisque les crédits sont tirés de façon progressive et que les prêts sont remboursés périodiquement à la suite de la mise en service des sites, les swaps ont été structurés pour reproduire les modalités des crédits sous-jacents et afin de toujours en couvrir une partie importante. Grâce à l'utilisation de ces instruments, la Société a réduit sa proportion de dette à taux variable de 86 % à 12 %.

RATIOS FINANCIERS ET GARANTIES

Les conventions d'emprunt comprennent certaines restrictions dans l'utilisation des liquidités des filiales de la Société. Certains ratios financiers tels des ratios de couverture du service de la dette doivent également être rencontrés sur une base trimestrielle, semestrielle ou annuelle.

Les crédits prioritaires, juniors et certaines autres dettes ou swaps d'intérêts comportent des exigences d'établissement et de maintien de comptes de réserve pour le service de la dette à court terme, l'entretien des équipements et les impôts sur le bénéfice à différents moments sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2009, un montant de 1 547 000 \$ (1 741 000 \$ au 31 décembre 2008) était maintenu dans des comptes de réserve à cette fin. Ces montants sont inclus sous le poste *Autres actifs* au bilan consolidé de la Société

En plus des immobilisations rattachées à des contrats de location-acquisition et du placement dans le Fonds qui garantit le crédit rotatif, les immobilisations corporelles de la centrale de Stratton, d'une centrale canadienne et de centrales françaises ayant une valeur comptable nette totalisant 186 469 000 \$ au 31 décembre 2009 (188 684 000 \$ au 31 décembre 2008) ainsi que les éléments du fonds de roulement afférents ont été donnés en garantie.

PAIEMENTS MINIMUMS FUTURS

Le montant global estimatif du remboursement de la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices est respectivement de:

2010	24 273
2011	31 327
2012	20 211
2013	19 751
2014	58 914
Par la suite	81 711

Note 11.

INSTRUMENTS FINANCIERS

CLASSEMENT DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Le classement des instruments financiers au 31 décembre 2009 et 2008 ainsi que leur valeur comptable et leur juste valeur respectives se présentent comme suit :

		2009		2008
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
ACTIFS FINANCIERS DÉTENUS À DES FINS				
DE TRANSACTIONS				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37 821	37 821	69 195	69 195
PRÊTS ET CRÉANCES				
Comptes débiteurs	39 632	39 632	48 812	48 812
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommis	2647	2647	1741	1741
AUTRES PASSIFS FINANCIERS				
Emprunts et avances bancaires	12 291	12 291	_	_
Comptes créditeurs et charges à payer	28 913	28 913	22 113	22 113
Autres passifs	_	_	5 718	5 718
Dette à long terme	236 187	236 247	191 738	191 081

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au 31 décembre 2009 et 2008 se détaillent comme suit :

	2009	2008
ACTIFS FINANCIERS		
Contrats de change à terme	422	_
Contrats à terme de taux d'intérêt	1092	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	-	65
Swaps financiers de prix d'électricité	5 783	20 173
	7 297	20 238
PASSIFS FINANCIERS		
Contrats de change à terme	896	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	6 749	3 000
	7 645	3 000

DÉTERMINATION DE LA JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur pour la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les comptes débiteurs, les fonds de réserve et autres placements en fidéicommis, les emprunts et avances bancaires, les comptes créditeurs et charges à payer et les autres passifs est comparable à leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

La juste valeur de la dette à long terme est établie essentiellement à partir du calcul des flux monétaires actualisés. Les taux d'actualisation ont été établis en utilisant les taux de rendement des obligations gouvernementales locales ajustés d'une marge qui tient compte des risques spécifiques à chacun des emprunts ainsi qu'une marge représentative des conditions de liquidité de marché du crédit.

31 décembre 2009	Échéance	Taux (1)	Taux d'actualisation	Juste valeur
Convention cadre de 2007 (France) – projets éoliens	2017-2022	4,95	Euribor 6 mois	140327
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	2016	5,00	5,60 %	8 7 3 4
Prêt à terme – centrale de Stratton	2010	2,74	Libor 3 mois	1985
Crédits-baux (France) – portion fixe	2012-2015	5,32	4,76 %	7 017
Crédits-baux (France) – portion variable	2012-2015	5,32	Euribor 3 mois	3 846
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	2011	6,00	5,47 %	14 689
Prêt à terme – parcs éoliens en Ontario	2014	6,34	CDOR 3 mois	47 700
Prêt à terme – parc éolien de Bel Air	2021	5,52	Euribor 3 mois	8 986
Autres dettes				2 963

 $^{(1) \}quad \text{Taux moyens pondérés, a justés pour tenir compte de l'effet des swaps de taux d'intérêts.}$

CONTRATS DE CHANGE À TERME

La juste valeur des contrats de change à terme est évaluée en utilisant une technique généralement acceptée, soit la valeur actualisée de la différence entre la valeur du contrat à la fin établie selon le taux de change de ce contrat et celle établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date du bilan le même contrat aux mêmes conditions. Les taux d'actualisation sont ajustés pour tenir compte du risque de crédit de la Société ou de la contrepartie, selon le cas. Dans la détermination de l'ajustement de crédit, la Société tient compte des accords de compensation, s'il y a lieu.

31 décembre 2009	Échéance	Taux de change	Montant nominal	Juste valeur
CONTRATS D'ACHATS				
Contrats de change à terme sur devises (Euros contre \$ CA)	1 mars 2010	1,5370	23 000 €	(858) \$ CA
Contrats de change à terme sur devises (Euros contre \$ CA)	22 janvier 2010	1,5305	1 246 €	(38) \$ CA
CONTRATS DE VENTES				
Contrats de change à terme sur devises (\$ US contre \$ CA)	17 février 2011	1,1254	6 000 \$ US	422 \$ CA

SWAPS FINANCIERS DE PRIX D'ÉLECTRICITÉ

Boralex utilise de nombreuses sources de données pour établir le prix à terme de l'électricité. Si possible, la Société s'appuie sur les cours acheteurs et vendeurs de courtiers pour obtenir l'image la plus juste des conditions du marché actuelles. En ce qui a trait aux durées pour lesquelles les cours de courtiers sont incomplets ou trop illiquides pour en justifier la publication, Boralex se sert d'évaluations de prix de l'électricité de la CME ClearPort. Lorsque ces prix ne sont pas suffisamment précis pour des évaluations mensuelles, Boralex calcule ces prix mensuels en appliquant des hypothèses établies par la direction aux prix saisonniers ou annuels. En ce qui concerne les swaps qui comportent un prix flottant calculé à un point de référence transactionnel qui n'est pas considéré comme suffisamment actif, Boralex ajuste ses prix pour tenir compte des différences de bases. Cet ajustement est calculé en utilisant l'information historique disponible sur les écarts de prix entre les zones causés par la congestion du réseau et les pertes électriques.

Le tableau ci-dessous résume les engagements de Boralex en vertu des swaps financiers de prix d'électricité au 31 décembre 2009 :

31 décembre 2009	Échéance	MWH couverts	Juste valeur
Swaps financiers de prix d'électricité	2010 - 2011	429 600	5 783 \$ CA

SWAPS FINANCIERS DE TAUX D'INTÉRÊT

La juste valeur des swaps financiers de taux d'intérêt est établie en déterminant les différents flux de trésorerie anticipés à l'aide d'une courbe au marché qui reflète l'indice variable sous-jacent. Ces flux de trésorerie sont ensuite actualisés selon une courbe qui reflète le risque de crédit de Boralex ou de la contrepartie, selon le cas.

Le tableau ci-dessous résume les engagements de Boralex en vertu des swaps de taux d'intérêt au 31 décembre 2009 :

31 décembre 2009	Devises	Taux payeur fixe	Taux receveur variable	Échéance	Notionnel actuel	Juste valeur
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euros	$3,\!295\%$ à 5,155 $\%$	Euribor 6 mois	2010 - 2025	93 011 €	(6 490) \$ CA
Swaps financiers de taux d'intérêt	\$ CA	2,830 %	CDOR 3 mois	2014	46 800 \$ CA	(259) \$ CA

CONTRATS À TERME DE TAUX D'INTÉRÊT

La juste valeur des contrats à terme de taux d'intérêt est établie en appliquant au notionnel contractuel le produit obtenu par la multiplication du risque financier unitaire par point de base (*basis point value*) de l'obligation de référence au contrat par l'écart entre le taux contractuel du contrat et le taux de rendement de l'obligation de référence anticipé au règlement du contrat, ce dernier étant mesuré en date du bilan par le taux de rendement à terme de l'obligation de référence au règlement du contrat.

Le tableau ci-dessous résume les engagements de Boralex en vertu des contrats à terme de taux d'intérêt au 31 décembre 2009 :

31 décembre 2009	Échéance	Taux contractuel	Montant nominal	Juste valeur
Contrats à terme de taux d'intérêt	1er mars 2010	3,7637	76 400 \$ CA	1092 \$ CA

HIÉRARCHIE DES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS ÉVALUÉS À LA JUSTE VALEUR

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. Au cours de l'année 2009, le paragraphe 3862 du Manuel de l'ICCA a été amendé pour inclure de nouvelles exigences quant à la divulgation des données utilisées pour mesurer les instruments financiers à leur juste valeur. Ces exigences incluent notamment la classification des instruments financiers évalués à la juste valeur au bilan en fonction des niveaux hiérarchiques suivants :

- le niveau 1: consiste en une évaluation fondée sur des prix (non ajustés) cotés sur des marchés actifs pour des actifs et passifs identiques;
- le niveau 2: consiste en des techniques d'évaluation fondées principalement sur des données, autres que des prix cotés, observables directement ou indirectement sur le marché;
- le niveau 3 : consiste en des techniques d'évaluation qui ne sont pas fondées principalement sur des données observables sur le marché.

Le classement de la juste valeur d'un instrument financier dans son intégralité dans un de ces niveaux doit être déterminé en fonction du niveau le plus bas qui a une importance par rapport à l'évaluation de la juste valeur de cet instrument financier dans son intégralité.

Pour les contrats de change à terme, la Société a classé les évaluations à la juste valeur au niveau 2, car elles reposent essentiellement sur des données observables sur le marché, soit des taux d'intérêt et des taux de change.

Pour les swaps financiers de prix d'électricité, la Société a classé les évaluations à la juste valeur au niveau 3, car bien qu'elles reposent essentiellement sur des données observables sur le marché, elles résultent également d'hypothèses établies par la direction.

Pour les swaps financiers de taux d'intérêt et les contrats à terme de taux d'intérêt, la Société a classé les évaluations à la juste valeur au niveau 2, car elles reposent essentiellement sur des données observables sur le marché, soit des taux d'intérêt.

Le tableau suivant présente la classification des instruments financiers de la Société en fonction du niveau hiérarchique de l'évaluation de leur juste valeur :

	Évaluation de la juste valeur à la fin de la période, selon les niveaux suivants :			
	31 décembre 2009	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
ACTIFS FINANCIERS				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37 821	37 821	_	_
Contrats de change à terme	422	_	422	_
Contrats à terme de taux d'intérêt	1092	-	1092	-
Swaps financiers de prix d'électricité	5 783	-	_	5 783
	45 118	37 821	1514	5 783
PASSIFS FINANCIERS				
Contrats de change à terme	896	_	896	_
Swaps financiers de taux d'intérêt	6 749	_	6749	-
	7 645	_	7 645	_

Le tableau suivant présente un rapprochement des soldes d'ouverture et de clôture pour les actifs évalués à la juste valeur déterminée à l'aide d'une technique d'évaluation, lorsque des données importantes ne sont pas fondées sur des données de marché observables (niveau 3):

31 décembre 2009	Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur (évaluation de niveau 3)
Solde au début de l'exercice, tel que publié antérieurement	20173
Application au CPN-173	(792)
Solde redressé au début de l'exercice	19 381
Total des gains (pertes)	
En résultat net	
Perte nette sur instruments financiers	(315)
En autres éléments du résultat étendu	
Variation de la juste valeur des instruments financiers	14 344
Gain (perte) de change latent(e)	(3 023)
Règlements	(24 604)
Solde à la fin de l'exercice	5 783

GESTION DES RISQUES DÉCOULANT DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Dans le cours normal de ses affaires, la Société est exposée à divers risques financiers : le risque de marché (y compris le risque de change, le risque de prix et le risque de taux d'intérêt), le risque de crédit et le risque de liquidité.

RISQUE DE MARCHÉ

Risque 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 et qu'elle 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 de 200 000 \$ US chacun contre des dollars canadiens avec règlement à toutes les deux semaines, à un taux moyen pondéré de 1,1254 dollar canadien pour un dollar américain pour couvrir une partie des achats en dollars canadiens de sa centrale américaine de Fort Fairfield, et ce, jusqu'au 17 février 2011. La Société applique la comptabilité de couverture à ces contrats de sorte que la portion efficace des gains et pertes résultant de la variation de juste valeur de ces contrats à terme est constatée parmi les autres éléments du résultat étendu (« AÈRÈ ») alors que la portion inefficace est constatée au résultat net. Les montants accumulés parmi les AÉRÉ y demeurent jusqu'à la date de réalisation de l'élément couvert faisant l'objet de la couverture, soit les achats de résidus de bois en dollars canadiens, date à laquelle ces montants sont transférés des AÉRÉ aux résultats nets, en ajustement de la valeur comptable des achats réalisés en dollars canadiens au cours de la période. Au 31 décembre 2009, un gain de 415 000 \$ avant impôts avait ainsi été comptabilisé dans les AÉRÉ. De ce solde, la Société prévoit un reclassement estimatif de 345 000 \$ au cours des 12 prochains mois. Outre ces achats de matières premières en dollars canadiens par les centrales américaines, la majorité des activités d'exploitation, d'investissement et de financement sont conclues dans la devise du pays où sont situées les centrales.

Compte tenu 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 du rendement 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.

Dans le cadre du site éolien Thames River en Ontario, le fournisseur des turbines est européen, ce qui implique qu'une partie importante de ces achats sont réglés en euros, alors que l'exploitation des parcs générera des flux de trésorerie en dollars canadiens. Afin de protéger le rendement attendu de ce projet, la Société a conclu en 2008 et 2009 des contrats à terme qui lui ont permis de fixer le taux de change sur l'ensemble des achats de turbines de la phase I à environ 1,4702 dollar canadien par euro acheté et sur 67 % de la phase II à environ 1,5112 dollar canadien par euro acheté. La couverture de la phase II a été complétée au début de l'année 2010 à un taux moyen de 1,4798 dollar canadien par euro acheté. La comptabilité de couverture a été appliquée par la Société à tous ces contrats de change, de sorte que les gains et pertes découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de ces éléments de couverture sont présentés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à la date d'achat des immobilisations sous-jacentes. Le coût d'achat de ces dernières est alors ajusté de ce montant. Au cours de l'exercice 2009, un gain de change total de 3 884 000 \$ a ainsi été transféré des autres éléments du résultat étendu et porté en diminution des achats de turbines. Au 31 décembre 2009, un solde débiteur de 66 000 \$ avant impôts (solde créditeur de 6 738 000 \$ en 2008) était comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu. Ce montant sera entièrement porté en ajustement du coût des turbines lors de l'achat prévu au cours de 2010. Par ailleurs, un gain avant impôts de 16 000 \$ (52 000 \$ en 2008) lié à l'inefficacité de ces contrats a été comptabilisé au poste *Perte nette sur instruments financiers* à l'état des résultats consolidés.

Le 31 décembre 2009, si le dollar canadien avait varié d'un écart supplémentaire de 0,05 \$, à la hausse ou à la baisse, en comparaison avec les autres devises, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le bénéfice net de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 aurait respectivement été supérieur ou inférieur de 580 000 \$ (1 004 000 \$ en 2008), alors que les autres éléments du résultat étendu auraient respectivement été supérieurs ou inférieurs de 6 716 000 \$, nets des impôts (6 416 000 \$ en 2008).

Risque de prix

Dans le nord-est des États-Unis, une grande partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché au comptant ou aux termes de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'électricité. Le prix de l'électricité varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes dont les conditions météorologiques, le prix des autres sources d'énergie et le prix des matières premières nécessaires à la production d'électricité. Par conséquent, le prix pourrait être trop bas pour que les centrales génèrent un profit d'exploitation. La Société a mis en œuvre une stratégie de couverture des prix de l'électricité afin d'en fixer une partie et d'atténuer certains de ces risques. Pour ce faire, la Société utilise diverses ententes dont certaines peuvent être liées à la livraison physique de l'électricité.

Note 11. Instruments financiers (suite)

Selon certaines conditions, il peut être avantageux pour des questions de prix, d'effectuer des swaps financiers afin d'échanger le prix variable des marchés contre un prix fixe négocié avec une contrepartie. Au 31 décembre 2009, la Société avait conclu deux swaps (six swaps en 2008) financiers d'électricité pour des livraisons totales de 429 600 MWh (750 120 MWh en 2008) s'étendant sur des périodes entre 12 et 14 mois. Au 31 décembre 2009, la juste valeur favorable de l'ensemble de ces swaps financiers d'électricité s'élevait à 5 783 000 \$ (20 173 000 \$ en 2008) et chacun de ces swaps a été désigné à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures d'électricité. En conséquence, les gains et pertes non réalisés découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de ces contrats sont présentés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'élément couvert correspondant soit constaté aux résultats; cette variation est alors constatée aux résultats sous le poste *Produits de la vente d'énergie*. La Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois un revenu approximatif de 5 596 000 \$ avant impôts sera ainsi reclassé des autres éléments du résultat étendu vers les résultats. Par ailleurs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, un gain avant impôts de 14 000 \$ (750 000 \$ en 2008), lié à l'inefficacité de ces contrats a été comptabilisé au poste *Perte nette sur instruments financiers* à l'état des résultats consolidés.

Les centrales françaises et canadiennes, ainsi que celle de Middle Falls possèdent des contrats à long terme de vente d'électricité qui ne sont pas touchés par les fluctuations du prix de l'électricité. De plus, pour ce qui est de la centrale d'Ashland, celle-ci vendra son électricité sur le marché libre du NEPOOL, dont 96 % de la production prévue est couverte par un swap qui vient à échéance en février 2011. Pour ce qui est de la centrale de Fort Fairfield, une nouvelle entente de vente d'électricité a été conclue, en date du 1^{er} mars 2009, pour une période de deux ans.

Le 31 décembre 2009, si le prix de l'électricité avait varié d'un écart supplémentaire de 5 %, à la hausse ou à la baisse, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le bénéfice net de la Société pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 aurait été respectivement supérieur ou inférieur de 693 000 \$ (1 564 000 \$ en 2008), alors que les autres éléments du résultat étendu auraient respectivement été inférieurs ou supérieurs de 746 000 \$, nets des impôts (1 797 000 \$ en 2008).

Risque de taux d'intérêt

Le crédit rotatif, le crédit-relais, la convention cadre, les prêts à terme de Stratton, Bel Air et Thames River, ainsi qu'une portion de certains crédits-baux, portent un taux d'intérêt variable. Afin de mitiger son risque de taux d'intérêt, la Société a conclu des swaps de taux d'intérêt afin d'obtenir une charge fixe d'intérêt sur des portions variant de 58 % à 98 % de la dette correspondante à taux variable. Ces ententes exigent l'échange périodique de paiements d'intérêts sans échange du nominal sur lequel les paiements sont calculés. En vertu de ces ententes, la Société reçoit un montant variable basé sur l'EURIBOR et verse des montants fixes basés sur des taux se situant entre 2,83 % et 5,16 %. Puisque les crédits sont tirés de façon progressive et que les prêts sont remboursés périodiquement à la suite de la mise en service des sites, les swaps ont été structurés pour reproduire les modalités des crédits sousjacents et afin de toujours en couvrir une partie importante. Grâce à l'utilisation de ces instruments, la Société a réduit sa proportion de dette à taux variable de 86 % à 12 %. Au 31 décembre 2009, le solde notionnel de ces swaps est de 186 317 000 \$ (93 011 000 € et 46 800 000 \$) (133 731 000 \$ en 2008 (78 453 000 €)) et leur juste valeur défavorable s'établit à 6749 000 \$ (4 326 000 € et 259 000 \$) (2 935 000 \$ en 2008 (1 722 000 €)). Ces swaps viennent à échéance entre 2010 et 2025. La Société applique à chacun de ces swaps la comptabilité de couverture de type flux de trésorerie. Les gains et pertes non réalisés découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de ces contrats sont donc comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'élément couvert correspondant soit constaté aux résultats. Ils sont alors comptabilisés aux résultats en ajustement au poste Frais de financement.

La Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois une dépense approximative de 4 140 000 \$ avant impôts sera ainsi reclassée des autres éléments du résultat étendu vers les résultats. Par ailleurs, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, une dépense avant impôts de 213 000 \$ (10 000 \$ en 2008) liée à l'inefficacité de ces contrats a été comptabilisée au poste *Perte nette sur instruments financiers* à l'état des résultats consolidés.

Dans le cadre du refinancement de la phase I du site Thames River ainsi que du financement du développement de la phase II, annoncé en date du 15 mars 2010, la Société a conclu deux contrats à terme sur taux d'intérêt (*Treasury Locks*) dans le but de compenser la variation du produit anticipé de l'émission future de cette dette à taux fixe imputable à la fluctuation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2009, le notionnel de ces contrats à terme était de 76 400 000 \$, à un taux de rendement à terme contractuel moyen pondéré de 3,764 %. Ce notionnel couvrait environ 60 % du service de la dette future (capital et intérêts) prévu à cette date. Deux autres contrats à terme représentant 30 % du service la dette future ont été transigés au début de l'année 2010 à un taux de rendement à terme contractuel moyen pondéré de 3,749 %. La comptabilité de couverture a été appliquée à ces contrats à terme, de sorte que la variation périodique de l'inefficacité cumulative est constatée aux résultats nets parmi les autres revenus alors que la portion efficace de la variation périodique de la juste valeur de ces éléments de couverture est constatée aux autres éléments du résultat étendu jusqu'à la date du financement. À partir de cette date, le montant ainsi accumulé aux autres

72 Note 11. Instruments financiers (suite)

éléments du résultat étendu sera progressivement reclassé aux résultats nets à titre d'ajustement de la dépense d'intérêt sur la dette par voie d'amortissement selon la méthode du taux effectif. Au 31 décembre 2009, la juste valeur favorable de ces contrats à terme s'élevait à 1 092 000 \$ et un montant de 959 000 \$ avant impôts avait été crédité aux autres éléments du résultat étendu. La Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois, un gain approximatif de 49 000 \$ sera reclassé aux résultats nets, en réduction de la dépense d'intérêt. Enfin, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, un revenu avant impôts de 133 000 \$ lié à l'inefficacité de ces contrats à terme a été comptabilisé au poste *Perte nette sur instruments financiers* à l'état des résultats consolidés.

Le 31 décembre 2009, si les taux d'intérêts avaient varié de 5 %, à la hausse ou à la baisse, avec l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes, le bénéfice net de la Société pour la période de 12 mois terminée le 31 décembre 2009 aurait été respectivement inférieur ou supérieur de 40 000 \$ (59 000 \$ en 2008) tandis que les autres éléments du résultat étendu auraient été supérieurs ou inférieurs de 1 459 000 \$, nets des impôts (820 000 \$ en 2008).

Risque de crédit

Le risque de crédit provient principalement d'une éventuelle incapacité des clients à satisfaire à leurs obligations. En raison de la nature des affaires de la Société, le nombre de clients est restreint. Par contre, leur cote de crédit est en général élevée. En effet, le marché de l'électricité au Québec et en France se limite à des monopoles. Dans le cas de la production de vapeur en France, cette énergie est consommée dans le processus de fabrication du papier. En conséquence, le client de Boralex fait partie du secteur privé, ce qui représente un risque plus élevé. Le marché américain est plus dérèglementé. Une part importante des transactions sont faites par l'entremise de regroupements régionaux de producteurs, soit le NEPOOL pour la région de la Nouvelle Angleterre et le NYISO pour l'État de New York; ces regroupements ont un crédit très élevé. Sur ce marché, il est aussi possible de conclure des ententes directement avec des distributeurs d'électricité qui sont normalement de grandes sociétés dont les cotes de crédit sont généralement de niveau *Investment grade*. La Société évalue régulièrement l'évolution de la situation financière de ces clients.

En ce qui concerne les contreparties aux instruments financiers dérivés, elles sont majoritairement de grandes sociétés. Avant de conclure une transaction sur instruments dérivés, la Société analyse la cote de crédit de la contrepartie et évalue le risque global selon le poids de cette contrepartie dans son portefeuille. Lorsque ces analyses s'avèrent défavorables parce qu'un changement significatif de la cote de crédit s'est produit ou que le poids d'un partenaire est devenu trop important, la transaction n'a pas lieu. D'autre part, si une société ne possède pas une cote de crédit publique, elle évalue le risque et peut demander des garanties financières.

Finalement, la Société est exposée à un risque de crédit en ce qui concerne ses contrats de location financement sur des équipements utilisés dans le secteur des résidus de bois. Afin de réduire ce risque, la Société évalue de façon régulière la performance des fournisseurs afin de déterminer si des mesures doivent être prises. La Société effectue aussi, de temps à autres, des visites aux sites de production des copeaux afin de vérifier l'état de l'équipement. Si le crédit d'un fournisseur devenait douteux et qu'un plan d'actions acceptable ne pouvait être mis en place, la Société aurait accès aux actifs sous jacents qui pourraient être repris par la Société ou transférés à un autre fournisseur dont le crédit est meilleur. Dans cette éventualité, la Société réévaluerait ces actifs selon le moindre de la valeur comptable et de la juste valeur marchande.

Au cours de la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2009, la Société comptait quatre clients (quatre clients en 2008) représentant plus de 10 % de ses produits. Ces clients sont tous de grandes sociétés reconnues. De l'avis de la direction, cette concentration de clients est propre à l'industrie de la production d'énergie. La note 20 des présents états financiers donne de plus amples détails.

Au 31 décembre 2009, environ 2 % (3 % en 2008) des comptes débiteurs étaient impayés depuis plus de 90 jours après la facturation, tandis qu'environ 94 % (93 % en 2008) étaient en règle (moins de 30 jours).

Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque que la Société éprouve des difficultés à honorer ses engagements lorsqu'ils viennent à échéance.

La Société dispose d'un service de trésorerie qui a comme responsabilité, entre autres, de s'assurer d'une saine gestion des liquidités disponibles, du financement et du respect des échéances pour l'ensemble des activités. Sous la supervision de la haute direction, le service de trésorerie gère la liquidité de la Société en fonction des prévisions financières et des flux de trésorerie anticipés.

Au 31 décembre 2009, la Société possédait également un crédit rotatif d'un montant maximum autorisé de 55 000 000 \$, mais des lettres de crédit d'un montant total de 9 656 000 \$ étaient émises contre ce crédit d'exploitation.

Note 11. Instruments financiers (suite)

Les tableaux qui suivent présentent les échéances contractuelles des passifs financiers et instruments financiers dérivés aux 31 décembre 2009 et 2008 :

<u> </u>				Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)		
31 décembre 2009	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total	
PASSIFS FINANCIERS						
NON DÉRIVÉS :						
Emprunts et avances bancaires	12 291	-	_	_	12 291	
Comptes créditeurs et charges à payer	28 913	-	_	_	28 913	
Convention cadre de 2007 (France) –						
projets éoliens	16 798	25332	72 798	195 615	310 543	
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	1720	1720	4 974	3 215	11 629	
Prêt à terme – centrale de Stratton	2014	-	_	_	2014	
Crédits-baux (France)	3 174	3 176	5 323	500	12173	
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	5 623	9 137	_	_	14760	
Prêt à terme – parcs éoliens en Ontario	2462	4778	60 304	-	67 544	
Prêt à terme – parc éolien de Bel Air	910	918	2804	6 841	11 473	
Autres dettes	1389	86	258	601	2334	
INSTRUMENTS FINANCIERS						
DÉRIVÉS :						
Contrats de change à terme	898	_	-	-	898	
Swaps financiers de taux d'intérêt	5 045	3 686	2106	(3744)	7 093	
	81 237	48 833	148 567	203 028	481 665	

_			Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)		
31 décembre 2008	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
PASSIFS FINANCIERS					
NON DÉRIVÉS :					
Comptes créditeurs et charges à payer	22 113	-	-	-	22113
Autres passifs	5 718	_	_	-	5 718
Crédit-relais	11 823	_	_	-	11 823
Convention cadre de 2007 (France) -					
projets éoliens	17 330	18 680	47 904	111 683	195 597
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	1955	1955	5 757	5 504	15 171
Prêt à terme – centrale de Stratton	1066	1030	1389	-	3485
Crédits-baux (France)	3520	3 607	7 906	2320	17 353
Autres dettes	1429	1303	-	-	2732
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS :					
Swaps financiers de taux d'intérêt	2254	1412	1067	(285)	4 448
	67 208	27 987	64 023	119 222	278 440

Les flux de trésoreries non actualisés pour les passifs financiers non dérivés sont établis en tenant compte des remboursements de capital et d'intérêts prévus. Dans le cas des dérivés, les flux de trésorerie non actualisés sont déterminés en fonction du niveau des indices sous-jacents prévalant en date de clôture du bilan. Ces indices sont sujets à une importante volatilité de sorte que les flux de trésorerie non actualisés présentés pourraient varier sensiblement d'ici leur réalisation.

⁷⁴ Note 12.

VARIATION DES INTÉRÊTS MINORITAIRES

Le 1^{er} janvier 2009, la Société a racheté un intérêt de 21 % dans la centrale hydroélectrique Forces Motrices St-François (« FMSF »). La valeur de la transaction a été établie à 753 000 \$ (446 000 €) et celle-ci a été réglée par l'échange de l'intérêt de Boralex dans la Société française Forces Motrices du Joudron (« FMJ »). Le 7 mai 2009, Boralex a acquis le solde de 29 % des actions de FMSF qu'elle ne détenait pas. Le prix par action payé pour cette seconde tranche d'acquisition est le même que pour la première. La valeur de la transaction a été établie à 968 000 \$ (616 000 €). En ce qui concerne la disposition de FMJ, Boralex a enregistré un gain de 720 000 \$ (437 000 €).

Le 14 décembre 2009, la Société a conclu une entente de partenariat européen avec *Cube Infrastructure Fund* (« CUBE ») qui prévoit que ce nouveau partenaire pourrait souscrire à une augmentation de capital jusqu'à 33 000 000 €. Une première tranche de 15 000 000 € (23 181 000 \$) a été libérée à la clôture de la transaction, générant une participation minoritaire aux états financiers de 4 443 000 € (6 866 000 \$) et un gain sur dilution de 10 557 000 € (16 315 000 \$ moins des frais de 2 450 000 \$).

Note 13.

Le capital social de la Société est composé d'un nombre illimité d'actions ordinaires de catégorie A. Les opérations portant sur le capital-actions se détaillent comme suit pour les exercices terminés les 31 décembre :

	Note		2009		2008
		Nombre d'actions		Nombre d'actions	
		(en milliers)	Montant	(en milliers)	Montant
Solde au début de l'exercice		37 741	222694	37 455	221557
Rachat d'actions	a)	_	-	(97)	(577)
Exercice d'options	b)	_	-	383	1714
Solde à la fin de l'exercice		37 741	222694	37 741	222694

- a) En 2008, Boralex a annoncé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Dans le cadre de cette offre d'une durée de douze mois, à partir du 1^{er} mai 2008 jusqu'au 30 avril 2009, Boralex pouvait racheter jusqu'à concurrence de 1 889 220 actions de catégorie A, soit 5 % des 37 784 405 actions de catégorie A de Boralex émises et en circulation. Tous les rachats ont été effectués par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto et les actions rachetées ont été annulées. En date du 31 décembre 2009, Boralex avait racheté nil actions (97 300 en 2008). Le renouvellement de cette offre publique de rachat n'a pas été effectué en 2009.
- b) La Société a un régime d'options d'achat d'actions à l'intention des administrateurs, des membres de la direction et des employés clés aux termes duquel 2 500 000 actions de catégorie A sont réservées pour émission. Le prix de levée correspond à la valeur à la cote le jour précédant la date d'octroi des options. Les octrois antérieurs au 19 mai 2004 peuvent être levés sur une période de quatre ans à raison de 25 % par année débutant à la date d'octroi sans restriction. Pour les octrois subséquents au 19 mai 2004 et ceux qui auront lieu dans le futur, ils seront gagnés à raison de 25 % par année débutant l'année suivante de l'octroi. De plus, ces octrois ne pourront pas être levés si la valeur au marché de l'action ne dépasse pas la valeur comptable à la date de l'octroi pendant une période minimale. Toutes les options ont un terme de dix ans.

Les options d'achat d'actions se détaillent comme suit pour les exercices terminés les 31 décembre :

		2009		2008
	Nombre d'options	Prix moyen pondéré de levée	Nombre d'options	Prix moyen pondéré de levée
En circulation au début de l'exercice	1005816	9,76	1256146	7,35
Attribuées	331 794	7,14	133 266	17,29
Exercées	-	-	(383 596)	4,47
En circulation à la fin de l'exercice	1 337 610	9,11	1 005 816	9,76
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	755 578	8,43	524 560	7,68

Note 13. Capital-actions (suite)

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2009 :

		Options en circulation		Op	tions pouvant être levées
Accordées en	Nombre d'options	Prix de levée	Nombre d'options	Prix de levée	Année d'expiration
2001	22 170	6,00	22 170	6,00	2011
2002	18 021	8,63	18 021	8,63	2012
2004	48 042	4,35	48 042	4,35	2014
2005	336138	6,41	336 138	6,41	2015
2006	296 434	9,60	222 017	9,60	2016
2007	151 745	13,30	75 873	13,30	2017
2008	133 266	17,29	33 317	17,29	2018
2009	331 794	7,14		_	2019
	1 337 610	9,11	755 578	8,43	

Les données diluées par action ont été calculées ainsi:

	2009	2008
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation	37 740 921	37 739 840
Effet de dilution des options d'achat d'actions	95 490	321 119
Nombre moyen pondéré et dilué d'actions en circulation	37 836 411	38 060 959
Bénéfice net	24 439	20 410
Bénéfice net par action de base (\$)	0,65	0,54
Bénéfice net par action dilué (\$)	0,65	0,54

Le tableau suivant présente les titres qui pourraient diluer le bénéfice de base par action dans le futur mais qui n'ont pas été pris en compte dans le calcul du bénéfice dilué par action en raison de leur effet anti-dilutif:

	2009	2008
Nombre d'options anti-dilutives	599 466	599 466

Note 14.

SURPLUS D'APPORT

La Société applique la méthode de la juste valeur pour la comptabilisation des options accordées aux dirigeants et employés. Les valeurs ainsi enregistrées sont portées aux charges d'administration et au surplus d'apport.

Le tableau suivant détaille l'évolution de ce compte :

	2009	2008
Solde au début de l'exercice	3 069	1974
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	1 226	1 095
Solde à la fin de l'exercice	4 295	3 069

Les hypothèses suivantes ont été utilisées afin de déterminer la juste valeur, au moment de l'octroi, des options émises aux dirigeants et aux employés des exercices terminés les 31 décembre :

	2009	2008
Taux d'intérêt sans risque	3,04 %	4,18 %
Dividende annuel prévu	0,00 %	0,00%
Durée de vie prévue	7 années	7 années
Volatilité prévue	46 %	39 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	3,48 \$	9,44 \$

Note 15. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

76

					2009
	Écarts de conversion	Couverture Swaps d'électricité	Couverture Taux d'intérêts	Couverture Devises	Total
Solde au début de l'exercice	(11 609)	12 990	(5 569)	5 684	1496
Application du CPN-173 (note 3)	-	(539)	59	_	(480)
Solde redressé au début de l'exercice	(11 609)	12 451	(5 510)	5 684	1 016
Variation de la juste valeur	(32 389)	14 344	(3 958)	(3 246)	(25249)
Part des écarts de conversion cumulés					
du Fonds	(2174)	-	_	_	(2174)
Reclassements aux résultats nets	1076	(24 604)	2122	(126)	(21532)
Reclassements au bilan	_	_	_	(3 884)	(3884)
Impôts	581	2 828	626	929	4 964
Solde à la fin de l'exercice	(44 515)	5 019	(6 720)	(643)	(46 859)

					2008
					(Redressé – Note 3)
	Écarts de conversion	Couverture Swaps d'électricité	Couverture Taux d'intérêts	Couverture Devises	Total
Solde au début de l'exercice, tel que publi	é				
antérieurement	(54 612)	238	(683)	626	(54 431)
Application du chapitre 3064 (note 3)	9	-	-	-	9
Solde redressé au début de l'exercice	(54 603)	238	(683)	626	(54 422)
Variation de la juste valeur	40 994	22772	(5720)	6 490	64536
Part des écarts de conversion cumulés					
du Fonds	4 297	_	-	_	4 297
Reclassements aux résultats nets	(1285)	(4 020)	(1465)	_	(6770)
Reclassements au bilan	_	_	_	(673)	(673)
Impôts	(1012)	(6 000)	2 299	(759)	(5 472)
Solde à la fin de l'exercice	(11 609)	12 990	(5 569)	5 684	1496

Note 16. GESTION DU CAPITAL

Les objectifs de la Société en matière de gestion du capital sont les suivants :

- préserver la capacité de la Société à poursuivre son exploitation et son développement;
- préserver sa flexibilité financière afin de pouvoir saisir les opportunités lorsqu'elles se présentent ;
- préserver sa flexibilité financière dans le but de compenser la saisonnalité des activités principalement pour les variations cycliques dans les productions hydroélectriques et éoliennes;
- assurer un accès continu aux marchés des capitaux; et
- diversifier les risques des actifs dans son portefeuille en utilisant des financements de type « projets » sans recours aux autres actifs de la Société-Mère et ainsi maximiser son effet de levier, compte tenu de l'importance des capitaux requis pour réaliser des projets dans le secteur de l'énergie.

La Société gère sa structure du capital et apporte les ajustements en fonction des variations de la conjoncture économique et des caractéristiques de risque des actifs sous-jacents. Afin de préserver la structure de son capital, la Société utilise en priorité les sources les moins coûteuses tel que les fonds générés par l'exploitation, la dette, l'émission d'actions et en dernier recours la vente d'actifs. La politique de la Société est de réserver ses liquidités disponibles pour ses projets de croissance. À ce titre, elle n'entrevoit pas à court terme de verser des dividendes sur les actions de catégorie A. La politique d'investissement des liquidités de la Société consiste à n'utiliser que des placements garantis par des institutions financières et dont la maturité est inférieure à un an. Par exemple, les acceptations bancaires garanties par une banque à charte canadienne respectent ces critères. La Société estime que ses sources de financement actuelles seront suffisantes pour maintenir ses plans et activités d'exploitation.

Note 16. Gestion du capital (suite)

La Société assure trimestriellement et annuellement le suivi du capital en fonction de divers ratios financiers et d'indicateurs non financiers du rendement. Elle doit également respecter certains ratios en vertu de ses engagements financiers à long terme. Plus précisément, la Société doit maintenir des ratios de couverture de la dette, du service de la dette, et des intérêts par rapport à des mesures définies dans les ententes de crédit respectives. Aux 31 décembre 2009 et 2008, la Société respectait ses engagements par rapport aux ratios minimum. La Société n'est assujettie à aucune exigence en matière de capital imposé par un organisme de réglementation.

Les objectifs de gestion du capital sont demeurés inchangés comparativement à l'exercice précédent. La Société s'appuie principalement sur le ratio endettement net/capitalisation totale aux livres pour la gestion globale de son capital. Ce ratio est une mesure non-conforme aux PCGR. Pour les fins du calcul, l'endettement net se définit par la dette à long terme, la portion à court terme de la dette à long terme, les emprunts et avances bancaires, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des frais de financement. On obtient la capitalisation totale aux livres en additionnant l'endettement net à la capitalisation aux livres. Les éléments de trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles sont aussi un facteur important dans la gestion du capital, puisque la Société doit maintenir suffisamment de flexibilité pour saisir les opportunités de croissance qui pourraient se présenter. À cette fin, la Société établit des prévisions financières à long terme afin d'établir les besoins de financement futurs en relation avec ses plans stratégiques de développement des affaires.

Au 31 décembre 2009, la Société a réalisé les résultats suivants relativement à ses objectifs de gestion du capital :

- ratio d'endettement net/capitalisation totale aux livres de 38,0 % (25,2 % au 31 décembre 2008); et
- solde de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de 35 457 000 \$ (69 195 000 \$ au 31 décembre 2008).

Bien que le ratio d'endettement net/capitalisation totale aux livres soit actuellement de 38,0 %, l'objectif à long terme de la Société consiste à se maintenir à l'intérieur d'un ratio d'environ 40 %. L'analyse de ces ratios doit tenir compte de l'évolution d'éléments tels que le *Cumul des autres éléments du résultat étendu*. Lorsque les projets éoliens du Québec et de l'Ontario seront déployés, la Société devrait se rapprocher de cet objectif. D'autre part, la Société accepterait de voir son ratio augmenter jusqu'à 50 % si un projet important le justifiait, mais elle viserait à le ramener sous l'objectif sur une période ne dépassant pas 24 mois.

Note 17. FRAIS DE FINANCEMENT

	Note	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme, net de l'effet des swaps de taux d'intérêts	a)	8 791	9 818
Intérêts créditeurs		(1075)	(1494)
Amortissement des frais de financement		841	1009
Amortissement des frais du programme de monétisation		2052	1919
Frais de financement relatifs aux crédits d'impôts pour énergie renouvelable		2376	2109
Autres intérêts et frais bancaires		1 298	500
		14 283	13 861
Intérêts capitalisés aux centrales en développement		(556)	(55)
		13 727	13 806

La charge d'intérêts relative aux contrats de location-acquisition a été de 738 000 \$ en 2009 (874 000 \$ en 2008).

Note 18. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

a) La provision pour les impôts sur le bénéfice s'établit comme suit :

	2009	2008
Charge d'impôts sur le bénéfice		(Redressé – Note 3)
Impôts exigibles	1468	1916
Impôts futurs	3 002	9 413
	4 470	11 329
Bénéfice avant impôts sur le bénéfice	29 011	31 885
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable inclus dans le bénéfice avant impôts *	(266)	(687)
	28 745	31198
Taux combiné d'imposition de base du Canada et du Québec (%)	30,90	30,90
Charge d'impôts selon le taux statutaire	8 882	9 640
Augmentation (diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Éléments non imposables	(8 700)	(46)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	1906	2488
Variation de la provision pour moins-value	1298	280
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts futurs et courants	545	(289)
Autres	539	(744)
	4 470	11 329

^{*} Inclut seulement les crédits d'impôts pour énergie renouvelable gagnés hors du programme de monétisation.

b) Les impôts futurs comprennent les éléments suivants :

	2009	2008
Avantage fiscal découlant des pertes reportées	50 154	56 888
Frais reportés	(4 877)	(1382)
Provisions	621	736
Placement	(14 988)	(18 778)
Immobilisations corporelles	(63 916)	(73 304)
Autres passifs	5	3 083
Instruments financiers	(2 465)	(5 989)
Autres	(1 297)	(453)
Impôts futurs	(36 763)	(39 199)
Actifs d'impôts futurs	422	238
Passifs d'impôts futurs	(37 185)	(39 437)
	(36 763)	(39 199)

c) La Société et ses filiales, en particulier les filiales françaises, ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 163 335 000 \$, lesquelles peuvent être reportées et portées en diminution du revenu imposable des exercices à venir. L'avantage fiscal découlant du report de ces pertes a été comptabilisé à titre d'actif d'impôts futurs. Les pertes fiscales à reporter pourront être réclamées au cours des exercices futurs en fonction des échéances suivantes:

 2013	2014	2025	2026	2027	2028	2029	ILLIMITÉ	TOTAL
2803	498	537	3 883	5 222	2 695	514	147 183	163 335

d) Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable sont attribués dans le régime fiscal fédéral américain. Ce programme était en vigueur, pour les centrales de Boralex, pour une période de cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2005 et a pris fin au 31 décembre 2009. Ce programme est accordé sur la base de la production réelle des centrales. Bien que ce crédit ne soit pas remboursable, il est reportable durant 20 années fiscales.

Note 19. VARIATION DES ÉLÉMENTS HORS CAISSE DU FONDS DE ROULEMENT

	2009	2008
Diminution (augmentation) des:		
Comptes débiteurs	5 084	(948)
Stocks	(1 476)	998
Frais payés d'avance	(731)	579
Augmentation (diminution) des:		
Comptes créditeurs et charges à payer	11 748	(1712)
Impôts sur le bénéfice	(1 252)	79
	13 373	(1004)

Note 20.

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 la centrale thermique alimentée 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. Les principales conventions comptables qui s'appliquent aux secteurs d'activités sont identiques à celles décrites à la note 2.

La Société évalue la performance de ses secteurs d'activité en se basant sur le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »). Le BAIIA n'est pas une mesure de performance définie par les PCGR du Canada; cependant, la direction utilise cette mesure afin d'évaluer la performance opérationnelle de ses secteurs. Les résultats de chaque secteur d'activité sont présentés sur les mêmes bases que ceux de la Société.

Le tableau suivant rapproche le BAIIA au bénéfice net :

	2009	2008
		(Redressé – Note 3)
Bénéfice net	24 439	20 410
Part des actionnaires sans contrôle	102	146
Impôts sur le bénéfice	4 470	11 329
Gain sur dilution	(13 865)	_
Frais de financement	13 727	13 806
Perte nette sur instruments financiers	923	143
Perte (gain) de change	1473	(1437)
Amortissement	26 056	24 438
BAIIA	57 325	68 835

Les produits sont attribués aux différents pays selon le pays de domiciliation du client. En 2009, la Société comptait quatre clients (quatre clients en 2008) représentant plus de 10 % de ses produits.

Les tableaux suivants fournissent la proportion des produits consolidés relative à chacun de ces clients ainsi que les secteurs dans lesquels ils sont actifs :

	2009		2008
% des ventes attribuables à un client	Secteurs	% des ventes attribuables à un client	Secteurs
21	Éolien et Gaz naturel	23	Résidus de bois
19	Résidus de bois	20	Résidus de bois
19	Résidus de bois	19	Éolien et Gaz naturel
16	Résidus de bois	10	Hydroélectricité et Résidus de bois

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

	2009	2008	2009	2008
	Production	ı d'électricité (MWH)		Produits de la vente d'énergie
	(Non vérifié)	(Non vérifié)		
Sites éoliens	235 418	220500	33872	30 543
Centrales hydroélectriques	145 303	132057	10 329	11 753
Centrales thermiques – résidus de bois	1156652	1232907	123 391	135 897
Centrale thermique – gaz naturel	37 501	37 829	17 187	19 053
	1574874	1623293	184 779	197 246
		BAIIA	Nouvelles immol	pilisations corporelles
		(Redressé – Note 3)		
Sites éoliens	26 789	23 967	76 761	31 485
Centrales hydroélectriques	5 538	7 919	1184	89
Centrales thermiques – résidus de bois	39 995	40 488	4 851	8 527
Centrale thermique – gaz naturel	2 155	2338	28	81
Corporatif et éliminations	(17 152)	(5 877)	1708	4 395
	57 325	68 835	84 532	44 577

Aux 31 décembre	2009	2008	2009	2008
		Actiftotal	Immobi	lisations corporelles
		(Redressé – Note 3)		
Sites éoliens	363 644	242 944	288225	198 435
Centrales hydroélectriques	34622	23 019	25 758	11327
Centrales thermiques – résidus de bois	138 014	183 881	84 660	102 373
Centrale thermique – gaz naturel	13 600	17 151	7 150	9 375
Corporatif et éliminations	113 887	155 959	7 746	8 933
	663 767	622 954	413 539	330 443

INFORMATIONS PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE

2009	2008	2009	2008
Production	ı d'électricité (MWH)		Produits de la vente d'énergie
(Non vérifié)	(Non vérifié)		
1274837	1348756	130 780	146533
267 291	258 329	50 556	49 596
32 746	16 208	3 443	1 117
1574874	1623293	184 779	197 246
	BAIIA	Nouvelles immol	pilisations corporelles
	(Redressé – Note 3)		
43 043	46 096	4 735	8 410
24 364	23 828	10 710	5 808
(10 082)	(1089)	69 087	30 359
57 325	68 835	84 532	44 577
	Production (Non vérifié) 1 274 837 267 291 32 746 1 574 874 43 043 24 364 (10 082)	Production d'électricité (MWH) (Non vérifié) (Non vérifié) 1 274 837	$ \begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$

	2009	2008	2009	2008
		Actif total	Immobi	lisations corporelles
		(Redressé – Note 3)		
États-Unis	179 494	220 310	89 889	110 830
France	254 142	229 053	190 797	182 271
Canada	230 131	173 591	132 853	37 342
	663 767	622 954	413 539	330 443

Note 21. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

En plus des opérations conclues avec le Fonds (voir note 5), la Société a conclu les opérations suivantes avec des apparentés :

	2009	2008
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		_
Produits de la vente d'énergie	10 087	11 757
Charges d'exploitation	1734	1767
Achat d'immobilisations corporelles	_	199
Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société		
Autres revenus	523	489
Intérêts créditeurs	32	61

Dans le cadre du rachat des intérêts minoritaires dans Forces Motrices St-François, une partie de ce rachat a été effectuée avec Bernard Lemaire, Président exécutif du conseil de la Société, pour un montant de 300 000 \$ (200 000 €). Son intérêt représentait 8 % du capital-actions dans cette compagnie. Cette transaction a été effectuée sur la même base que celles conclues avec les autres actionnaires non liés.

Ces opérations ont eu lieu dans le cours normal des activités et sont mesurées à la valeur d'échange, qui est le montant de la contrepartie établi et accepté par les apparentés.

Aux 31 décembre 2009 et 2008, les bilans comprenaient les soldes suivants avec des apparentés :

	2009	2008
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Comptes débiteurs	232	2502
Comptes créditeurs et charges à payer	1532	845
Entité contrôlée par un administrateur de la Société		
Comptes débiteurs	549	697

Note 22.

ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

En plus des engagements liés au Fonds (note 5 b), la Société a les engagements suivants :

a) En vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2027 la totalité de sa production d'énergie d'une centrale hydroélectrique située aux États-Unis. Le 28 février 2009, les ententes à long terme des centrales alimentées en résidus de bois de Fort Fairfield et d'Ashland sont venues à échéance. En date du 1er mars 2009, une nouvelle entente de vente d'électricité pour la centrale de Fort Fairfield a été conclue pour une période de deux ans. Quant à l'entente de la centrale d'Ashland, la Société a décidé de vendre l'électricité de cette centrale sur le marché libre et n'a pas renouvelé l'entente à long terme. Par contre la Société a signé un swap d'électricité qui fixe le prix jusqu'au 28 février 2011. Finalement, au Canada et en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité et de vapeur en vertu de contrats à long terme selon les échéances suivantes :

Origine	Type de production	Échéance
Canada	Électricité	Entre 2010 et 2030
États-Unis	Électricité	Entre 2011 et 2027
France	Électricité	Entre 2013 et 2025
France	Vapeur	2022

- b) Pour l'exploitation de la centrale de Middle Falls aux États-Unis, la Société loue le terrain où est située la centrale de Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'un bail échéant en 2027. Jusqu'en 2013, le paiement est un montant fixe indexé annuellement de 3 %. En 2009, le loyer a été de 364 000 \$ (348 000 \$ US) (360 000 \$ et 338 000 \$ US en 2008) et sera indexé de 3 % annuellement jusqu'en 2013. À partir de 2014, le loyer sera variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- c) La Société s'est engagée en vertu de contrats de vente à terme, à vendre des RECs qui seront générés par ses centrales américaines qui détiennent une qualification pour le programme du Connecticut. Au 24 février 2010, le solde de ces engagements totalisait environ 24 863 000 \$ (23 756 000 \$ US) (42 479 000 \$ et 34 688 000 \$ US en 2008), pour des périodes se situant entre janvier 2010 et décembre 2012.

Note 22. Engagements et éventualités (suite)

- d) En vertu de ses ententes pour l'approvisionnement en résidus de bois de ses centrales, la Société s'est engagée à prendre livraison de certaines quantités minimum. Selon les prévisions de production, la Société achètera des quantités au-delà des minimums contractuels.
- e) La Société a, au fil des ans, vendu des entreprises, y compris des centrales de production électriques, au Fonds. Selon les ententes relatives à ces ventes, la Société pourrait devoir indemniser l'acheteur relativement aux passifs qui découlent d'événements antérieurs à la vente, qu'il s'agisse de questions relatives à la main-d'œuvre ou de nature fiscale, environnementale, judiciaire ou autre, ou qui découlent de représentations faites par la Société. Les garanties d'indemnisation de ce genre s'étendent pour la majeure partie sur des périodes ne dépassant pas dix ans. Le montant maximal lié à ces garanties ne peut excéder les produits découlant de ces ventes, ce qui représente un montant de 382 300 000 \$. La Société évalue n'avoir aucun passif au titre de ces garanties.
- f) Dans le cadre des projets éoliens en France et au Canada, la Société a conclu des contrats d'entretien clé-en-main avec Enercon, GE Wind Energy et Nordex. Les contrats ont des durées initiales entre cinq ans et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés annuels d'environ 2 800 000 \$.
- g) Dans le cadre des projets éoliens en Ontario (Canada) et en France, la Société a conclu des contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements est de 127 789 000 \$, soit 84 213 000 € et 1 470 000 \$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2010. Une portion du montant à payer en euros a été partiellement couvert grâce à des contrats de change à terme, tel que discuté à la note 11.
- h) Le 25 juin 2008, la Société a conclu deux contrats d'approvisionnement pour une puissance totale de 272 MW en électricité avec Hydro-Québec, relativement au projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Pour ce projet, la Société s'est associée à Gaz Métro et chacun détient 50 % du projet. Ces contrats ont reçu l'approbation de la Régie de l'énergie du Québec le 17 octobre 2008 et le feu vert environnemental en juillet 2009.
- i) Le 27 juillet 2009, le Conseil d'État, dernière instance d'appel, a maintenu la décision d'annuler le permis de construction de l'extension du site d'Avignonet-Lauragais de deux éoliennes. Cette décision ne remet pas en question le contrat de vente auprès de EDF ni l'exploitation de l'extension. De plus, cette situation ne met pas Boralex en défaut d'aucune convention de crédit. Prochainement, une demande de régularisation de permis de construction sera déposée auprès des instances compétentes.
- j) Lors de l'acquisition de la centrale d'Ocean Falls en avril 2009, la Société s'est engagée à investir un montant d'environ 3 000 000 \$ afin de mener à terme des travaux d'entretien sur le barrage et de moderniser certaines installations. Au 31 décembre 2009, un montant de 900 000 \$ avait été versé.
- k) Pour l'exploitation des projets éoliens Thames River 1, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de dix baux d'une durée de 20 ans. Ces baux sont renouvelables au gré de la Société pour la même durée. Le loyer en vertu de l'ensemble de ces baux est estimé à 279 000 \$, soit environ 14 000 \$ par éolienne.
- l) Les terrains sur lesquels sont implantées les éoliennes en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient de 30 à 99 ans. Les redevances sont payables annuellement et indexées chaque année en fonction d'indices à la consommation et à la construction publiés par l'Institut National de la Statistique et des Études Économiques (INSEE) et représentent actuellement un engagement annuel de l'ordre de 323 000 \$ (215 000 €).

Conseil d'administration 84

BERNARD LEMAIRE $^{(1)}$ Président exécutif du conseil

Boralex inc.

Vice-président exécutif

du conseil Cascades inc.

PATRICK LEMAIRE (1) Président et chef de la direction

Boralex inc.

GERMAIN BENOIT (2) (5)

Président

Capital Benoit inc.

ALLAN HOGG (1)

Vice-président, finance et

trésorier Cascades inc.

EDWARD H. KERNAGHAN (4)

Président

Principia Research Inc. Vice-président exécutif Kernaghan Securities Ltd et

Kernwood Ltd

RICHARD LEMAIRE (3)

Président

Séchoirs Kingsey Falls inc.

YVES RHEAULT (3) (5) Administrateur de sociétés

et consultant

MICHELLE SAMSON-DOEL $^{(2)}$ $^{(4)}$

Présidente

Groupe Samson-Doel ltée Administrateur de sociétés

PIERRE SECCARECCIA (2) (4) (5) Administrateur de sociétés

GILLES SHOONER (3)

Conseiller en environnement

(1) Membre du comité administratif

(2) Membre du comité de vérification

(3) Membre du comité environnement, santé et sécurité

(4) Membre du comité de régie d'entreprise (5) Membre du comité de nomination et de rémunération

Direction

BERNARD LEMAIRE

Président exécutif du conseil

PATRICK LEMAIRE

Président et chef de la direction

SYLVAIN AIRD

Vice-président, affaires juridiques et secrétaire

corporatif

CLAUDE AUDET

Vice-président et chef de

l'exploitation, biomasse

JEAN-FRANÇOIS THIBODEAU

Vice-président et chef de la direction financière **DENIS AUBUT**

Directeur général, opérations

GUY D'AOUST

Directeur, finance et trésorerie

PATRICK DECOSTRE

Directeur général, Europe

MARIO DUGAS

Directeur général, biomasse Canada et achats de fibres

HUGUES GIRARDIN

Directeur général, développement

NATHAN HEBEL

Directeur, commercialisation

d'énergie

JUDY KERWIN

Directrice, ressources humaines

PATRICIA LEMAIRE

Directrice, affaires publiques

et communications

GABRIEL OUELLET

Directeur général, Senneterre et $directeur\ technique, biomasse$



Cert no. SW-COC-000952 www.fsc.org © 1996 Forest Stewardship Council









Imprimé au Canada Rédaction : Lefebvre communications financières inc.

Imprimé sur du Rolland ST50 (texte 120M et couverture 160M), un papier contenant 50 % de fibres postconsommation, certifié ÉcoLogo ainsi que FSC Sources Mixtes et fabriqué à partir d'énergie biogaz.

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

Des exemplaires supplémentaires des documents suivants et d'autres renseignements peuvent être obtenus à l'adresse ci-dessus ou téléchargés directement des sites Internet de Boralex ou de SEDAR:

- -rapport annuel
- -rapports intermédiaires
- notice annuelle
- -circulaire de sollicitation de procurations

AGENT DE TRANSFERT ET AGENT COMPTABLE DES REGISTRES Services aux investisseurs Computershare inc. 1500, rue University, bureau 700 Montréal (Québec) H3A 3S8 Canada Téléphone: 1-800-564-6253 / 514 982-7888 Télécopieur: 1-888-453-0330 / 514 982-7635 service@computershare.com RENSEIGNEMENTS AUX ACTIONNAIRES L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu le mardi 11 mai 2010, à 11 heures, à l'adresse suivante : CENTRE MONT-ROYAL Salle International I et II 2200, rue Mansfield Montréal (Québec) H3A 3R8 Canada Téléphone : 514 844-2000 / 1-888-844-2200

POUR PLUS DE RENSEIGNEMENTS, VEUILLEZ COMMUNIQUER AVEC LE : Service des communications Boralex inc. 772, rue Sherbrooke Ouest, bureau 200 Montréal (Québec) H3A 1G1 Canada Téléphone : 514 985-1353 Télécopieur : 514 284-9895

