

**ORRA**

LEX

## Faits saillants financiers

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)

	2010	2009 <sup>(1)</sup>	2008 <sup>(1)</sup>	2007 <sup>(1)</sup>
<b>EXPLOITATION</b>				
Produits de la vente d'énergie	202 864	184 779	197 246	163 338
BAIIA <sup>(2)</sup>	63 966	57 325	68 835	61 284
Bénéfice net	23 100	24 439	20 410	21 545
Marge brute d'autofinancement <sup>(2)</sup>	36 950	47 413	55 200	51 548
<b>INVESTISSEMENTS</b>				
Nouvelles immobilisations corporelles	186 993	84 532	44 577	22 478
Projets en développement	2 046	10 337	5 617	4 609
Acquisition d'entreprises	73 374	53 758	5 781	-
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	108 574	37 821	69 195	79 195
Immobilisations corporelles	810 700	413 539	330 443	258 712
Actif total	1 233 271	663 767	622 954	514 731
Dette à long terme	479 546	206 116	158 035	148 747
Débitures convertibles	220 824	-	-	-
Capitaux propres totaux	374 702	347 061	363 525	285 376
<b>DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A</b>				
Bénéfice net par action (de base - en dollars)	0,61	0,65	0,54	0,63
Capitaux propres par action en circulation à la fin de l'exercice (en dollars)	9,92	9,20	9,63	7,62
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	37 742	37 741	37 740	34 403
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	37 765	37 741	37 741	37 455
Débitures en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	2 451	-	-	-
<b>RATIO</b>				
Ratio d'endettement à long terme/capitalisation totale aux livres	40,8 %	37,8 %	25,2 %	26,2 %

(1) Certaines données ont été reclassées pour refléter la présentation adoptée en 2010.

(2) Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA ») et la marge brute d'autofinancement ne sont pas des mesures conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada.

### INFORMATION BOURSIÈRE au 31 décembre 2010

Bourse : Toronto (TSX)

Titre et symboles :

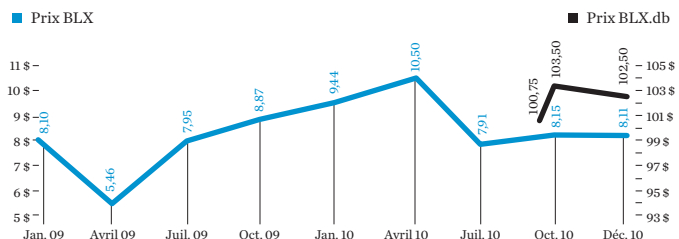
Actions de catégorie A (BLX)

Débitures convertibles 6,75 % - 30 juin 2017 (BLX.db)

Ratio de conversion des débitures : 8 : 1

Actionnaire principal : Cascades inc. (34 % des actions de catégorie A)

### ÉVOLUTION DES PRIX AU MARCHÉ (TSX) 2009 et 2010



### TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

Exercices terminés le	Actions émises et en circulation	Haut	Bas	Fermeture
31 décembre 2010	37 765 139	10,74 \$	7,28 \$	8,11 \$
31 décembre 2009	37 740 921	10,98 \$	5,00 \$	9,70 \$

### TRANSACTIONS SUR LES DÉBITURES CONVERTIBLES

Exercices terminés le	Actions émises et en circulation	Haut	Bas	Fermeture
31 décembre 2010	2 451 244	104,89 \$	100,10 \$	102,50 \$

## L'exercice 2010 en bref

Deux événements majeurs ont considérablement rehaussé le profil, le positionnement stratégique et les perspectives de croissance de Boralex en 2010 : l'expansion de 133 % de sa puissance éolienne installée en 2010 et l'acquisition du fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »), finalisée le 1<sup>er</sup> novembre 2010. Ensemble, ces développements ont fait passer de 365 MW à 700 MW la puissance installée totale de Boralex, dont une part de 73 % est dorénavant assortie de contrats de vente d'électricité.

### EXPANSION

- Investissements de 204 M\$ dans les projets de développement, l'expansion et l'optimisation de la base de production d'énergie renouvelable — principalement éolienne — de Boralex
- Augmentation d'environ 193 M\$ de la dette à long terme, nette des remboursements de l'année, afin de financer le développement éolien de la Société
- Investissement net de 207 M\$ pour acquérir le Fonds, dont un versement en espèces de 71 M\$ (net des liquidités acquises) et un paiement de 136 M\$ sous forme de débentures convertibles
- Augmentation de 86 % de l'actif total de Boralex, qui atteignait 1 233 M\$ au 31 décembre 2010

### PERFORMANCE

- Hausse de 30 % du volume de production (2 044 784 MWh) attribuable à la mise en service des nouveaux sites éoliens de Boralex et à l'intégration des centrales du Fonds pour les 14 dernières semaines de l'exercice 2010
- Hausse de 10 % des produits de la vente d'énergie (202,9 M\$), grâce à la contribution partielle des centrales du Fonds et des nouveaux actifs éoliens, ce qui a pallié l'incidence défavorable de la fluctuation des taux de change et le contexte économique difficile aux États-Unis
- BAIIA ajusté (excluant éléments spécifiques non récurrents) de 69,6 M\$, affichant une hausse de 12 % sur 2009 attribuable au secteur éolien (mise en service de nouveaux sites) et au secteur hydroélectrique (acquisition du Fonds)
- Bénéfice net de 23,1 M\$ en 2010 comparativement à 24,4 M\$ en 2009
- Au 31 décembre 2010, liquidités disponibles à court terme de près de 109 M\$ et coefficient d'endettement total net / capitalisation aux livres de 41 %

Forte d'une base opérationnelle élargie, mieux diversifiée et plus rentable – de même que d'un risque d'affaires atténué par le pourcentage accru de sa puissance installée sous contrats – Boralex entend capitaliser sur sa solide réputation dans le marché et sur la génération future de flux de trésorerie importants et prévisibles pour poursuivre sa croissance.

#### ÉNERGIE ÉOLIENNE

Près de 175 M\$ ont été investis en 2010 dans le développement et l'optimisation de sites totalisant 144 MW au Canada et en Europe, dont la totalité dotée de contrats de vente à long terme.

- Augmentation de plus de 35 % des produits et du BAIIA sectoriels en 2010 par rapport à 2009
- Marge de BAIIA sectorielle de 79 % des produits
- 43 % du BAIIA consolidé de Boralex généré par le secteur éolien en 2010 (excluant les dépenses corporatives)

**CANADA :** mise en service de 90 MW en 2010

- Optimisation de la phase I de 40 MW de Thames River (Ontario) mise en service commercial au début de l'année 2010 ==> principal moteur de la croissance des résultats du secteur éolien en 2010
- Mise en place du financement de la phase II de Thames River et refinancement de la phase I pour un prêt global de 195 M\$ d'une durée de 21 ans
- Mise en service de la phase II de 50 MW de Thames River à la fin de l'année 2010
- Avancement, en partenariat, des deux projets totalisant 272 MW de la Seigneurie de Beaupré (Québec), pour une mise en service prévue en décembre 2013
- Acquisition, en partenariat, d'un projet de 69 MW doté d'un contrat de vente de 20 ans, à être mis en service en décembre 2014 sur le site de la Seigneurie de Beaupré
- Octroi par Hydro-Québec de contrats de vente à long terme pour deux projets de 25 MW chacun, développés avec des MRC, à être mis en service en décembre 2014 et 2015, dont un sera érigé sur le site de la Seigneurie de Beaupré

**EUROPE :** mise en service de 53,5 MW entre février et octobre 2010

- Expansion de 4,5 MW du site Cham Longe (février 2010)
- Mise en service du site Ronchois de 30 MW (août 2010)
- Mises en service des sites Le Grand Camp de 10 MW et Chasse Marée de 9 MW (octobre 2010)
- Poursuite des démarches de développement d'un site éolien de 20 MW en Italie

**Boralex anticipe une croissance marquée du volume de production et des résultats financiers du secteur éolien en 2011, compte tenu de la pleine contribution des actifs de près de 100 MW qui ont été mis en service dans les cinq derniers mois de 2010 et au tout début de 2011. L'apport accru du secteur éolien aux résultats consolidés favorisera une hausse des marges bénéficiaires et des flux de trésorerie de la Société.**

### ÉNERGIE HYDROÉLECTRIQUE

L'intégration des sept centrales du Fonds a porté la puissance installée de ce secteur de 40 MW à 136 MW, en plus de hisser la portion de sa puissance installée dotée de contrats de vente de 48 % à 85 %.

- Hausses respectives de 154 % et 242 % des produits et du BAIIA sectoriels, attribuables à la consolidation des résultats du Fonds pendant les 14 dernières semaines de l'exercice 2010
- Grâce à la contribution partielle du Fonds, marge de BAIIA sectorielle de 72 % des produits, par rapport à 54 % en 2009
- Excluant le Fonds, résultats sectoriels comparables à ceux de 2009 malgré l'appréciation du dollar canadien
- Au Québec, renouvellement du contrat de vente à long terme de la centrale d'East-Angus

**Les centrales hydroélectriques acquises du Fonds apporteront une contribution significative à la croissance des produits et des marges bénéficiaires de Boralex dès 2011. De plus, étant toutes dotées de contrats de vente, elles représenteront une source fiable de flux monétaires dans les années à venir, en appui aux projets de développement de la Société.**

### ÉNERGIE THERMIQUE

À la suite de l'acquisition des trois centrales du Fonds (dont deux aux résidus de bois et une au gaz naturel), la puissance installée a augmenté de 43 % et la portion sécurisée par des contrats de vente, de 23 % à 46 %.

**RÉSIDUS DE BOIS :** bon contrôle opérationnel afin de palier la faiblesse du marché

- Baisses respectives de 15 % et 41 % des produits et du BAIIA sectoriels, en raison principalement de l'appréciation du dollar canadien et d'un environnement d'affaires difficile aux États-Unis, incluant la fin du programme de crédits d'impôt à la production d'énergie renouvelable
- Retombées positives du programme 2006-2009 d'optimisation globale de la performance des centrales américaines aux résidus de bois
- Participation, pendant trois mois en 2010, des centrales américaines au *Biomass Crop Assistance Program* (« BCAP ») offrant des subventions pour la récolte et la transformation des résidus forestiers
- Investissements à la centrale de Senneterre (Québec) pour sécuriser son approvisionnement en matière première en valorisant les écorces de vieilles piles

**GAZ NATUREL :** source stable de profits et de flux monétaires

- Augmentations respectives de 48 % et de 192 % des produits et du BAIIA, grâce à l'ajout de la centrale de Kingsey Falls (Québec) à partir du 15 septembre 2010, jumelé à une bonne performance de celle de Blendecques (France)

**L'acquisition du Fonds favorisera une plus grande stabilité des résultats de ce secteur en augmentant la portion contractée de sa production et en diminuant sa vulnérabilité face à la fluctuation des taux de change.**

### ÉNERGIE SOLAIRE

Un quatrième secteur d'activités et pôle de croissance pour Boralex

- Après quelques années d'étude et de prospection des marchés, début de la construction d'un premier parc solaire de 4,5 MW dans le sud de la France, adjacent au site éolien Avignonet-Lauragais de Boralex
- Signature d'un contrat de vente de 20 ans avec Électricité de France
- Mise en service prévue pour le milieu de 2011
- Pour financer la partie « équité » des projets, augmentation de 16 % à 20 % de la participation de Cube dans les opérations européennes de Boralex par l'injection de capital additionnel

## Message aux actionnaires

Pour Boralex, la dernière année a été une période de forte expansion et de profonde transformation. L'acquisition complète de Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds ») en date du 1<sup>er</sup> novembre 2010, de même que l'important développement de notre secteur éolien, ont non seulement presque doublé l'actif total de Boralex, mais en ont fait une société mieux diversifiée qu'auparavant et moins vulnérable aux aléas d'ordre économique. Ainsi, en dotant Boralex d'une puissance installée additionnelle de 333,5 MW depuis la fin de 2009 — dont la totalité assortie de contrats de vente d'électricité —, ces deux événements contribueront à hausser notre marge bénéficiaire moyenne, à diminuer notre niveau de risque et à soutenir notre croissance future grâce à la génération de flux monétaires importants, stables et prévisibles.

### SECTEUR ÉOLIEN : IMPLANTATION D'UNE SOLIDE PRÉSENCE AU CANADA ET POURSUITE DE L'EXPANSION EN EUROPE

En l'espace d'un peu plus d'un an, la puissance installée et entièrement contractée de notre secteur éolien a plus que doublé, passant de 108 MW à 251 MW. De plus, des contrats de vente à long terme ont été conclus avec nos partenaires pour de futurs sites dont la puissance installée potentielle totalise présentement près de 400 MW, lesquels seront graduellement mis en service d'ici la fin de 2015.

L'un des faits majeurs du dernier exercice a été l'implantation réussie et rentable de Boralex dans le marché éolien canadien. Mise en service au début de 2010, la phase I de 40 MW du site Thames River (Ontario) a apporté une contribution significative et conforme à nos attentes aux résultats de Boralex en 2010. L'expérience acquise par notre équipe canadienne dans la gestion de ce premier site éolien a facilité la mise en service réussie de la phase II de 50 MW de Thames River, à la fin de 2010, et pave la voie à l'intégration des projets totalisant une puissance installée de près de 400 MW, tous assortis de contrats à long terme, actuellement en cours de développement au Québec, dont 366 MW sur le site exceptionnel de la Seigneurie de Beauré. En effet, outre les deux projets totalisant 272 MW, dont la mise en service est prévue pour décembre 2013, le consortium formé par Boralex et Gaz Métro a acquis en 2010 les droits et le contrat de vente d'électricité relatifs à un projet de 69 MW qui sera érigé sur la Seigneurie de Beauré et mis en service à la fin de 2014. De plus, Boralex a fait équipe avec deux municipalités régionales de comté du Québec pour déposer, avec succès, deux projets éoliens de 25 MW chacun, dont l'un sera mis en service dans la région de Témiscouata en décembre 2014 et l'autre, sur les terres de la Seigneurie en décembre 2015.

Avec son partenaire européen Cube, Boralex a mis en service, entre février et octobre 2010, des nouvelles infrastructures éoliennes totalisant 53,5 MW en France. De plus, nous poursuivons le développement d'un projet éolien de 20 MW en Italie, dont la puissance installée pourrait être augmentée. Plusieurs cibles ont été identifiées en Europe afin d'acquérir d'autres actifs éoliens en exploitation ou en développement.

Soulignons également qu'après quelques années d'étude et de prospection, Boralex vient de se doter d'un nouvel axe de développement en Europe : **l'énergie solaire**. Notre premier parc solaire de 4,5 MW, financé en partenariat avec Cube et doté d'un contrat de vente à long terme avantageux avec Électricité de France, sera mis en service vers le milieu de l'année 2011. Situé sur les terrains adjacents à notre parc éolien d'Avignonnet-Lauragais dans le sud de la France, ce site sera le premier de production mixte d'énergie solaire et éolienne en France. D'autres projets solaires totalisant environ 40 MW sont présentement à l'étude principalement en France.

**ACQUISITION DU FONDS : UN REGROUPEMENT SYNERGIQUE ET CRÉATEUR DE VALEUR ÉCONOMIQUE**

Entre le 15 septembre 2010 — date de la prise de contrôle effective — et le 1<sup>er</sup> novembre 2010, Boralex a acquis la totalité des parts de fiducie du Fonds pour une contrepartie totale nette de 207,1 M\$, dont un montant net de 71,2 M\$ a été payé en espèces et le solde de 135,9 M\$, en échange de débentures convertibles en actions de catégorie A de Boralex. Notons que depuis leur émission et leur inscription à la Bourse de Toronto, le 16 septembre 2010, les débentures convertibles se sont transigées, en moyenne, à une prime de 3 à 4 % ce qui témoigne, outre la pertinence de ce véhicule auprès des investisseurs, de notre volonté de créer de la valeur pour les actionnaires de Boralex comme pour les anciens porteurs de parts du Fonds.

L'acquisition du Fonds a ajouté à notre base opérationnelle une puissance installée et entièrement contractée de 190 MW, dont 96,5 MW dans le secteur hydroélectrique : un générateur important et fiable de profits et de flux de trésorerie. Cette acquisition représente une étape logique et naturelle dans l'évolution de Boralex, laquelle assumait l'exploitation et l'optimisation des centrales du Fonds depuis près de dix ans. De ce fait, ses retombées sur le positionnement et les résultats de Boralex ont été immédiates, puisque l'intégration des actifs du Fonds n'a nécessité aucune restructuration opérationnelle ni investissement supplémentaire. De plus, elle permettra une meilleure concentration de nos stratégies d'expansion, d'exploitation et de financement.

Tenant compte également de l'expansion récente de notre secteur éolien, les avantages stratégiques et financiers que nous procure l'intégration du Fonds sont nombreux et profonds. En plus d'augmenter la puissance installée opérationnelle de Boralex à 700 MW, l'effet combiné de ces deux développements a été de hausser de 48 % au début décembre 2009 à 73 % aujourd'hui le pourcentage de nos activités qui sont sécurisées par des contrats de vente d'électricité à long terme. Cette nouvelle structure favorisera une plus grande stabilité des marges bénéficiaires et des flux de trésorerie futurs de Boralex. En termes de répartition sectorielle, ils ont fait en sorte que les secteurs éolien et hydroélectrique — dont les marges bénéficiaires sont significativement plus élevées que la moyenne historique de l'ensemble des actifs de Boralex — occupent désormais plus de 55 % de notre puissance installée totale, par rapport à 40 % il y a à peine 15 mois. Enfin, l'acquisition du Fonds et l'expansion du secteur éolien diversifient davantage nos sources de revenus entre le Canada, les États-Unis et l'Europe.

**PERFORMANCE FINANCIÈRE**

Les développements réalisés au cours des derniers trimestres ont considérablement rehaussé le profil, le potentiel de rentabilité, la capacité d'autofinancement et, par conséquent, les perspectives de croissance de Boralex. Entre autres, leur apport futur en flux de trésorerie contribuera au financement de la portion « équité » des projets en développement de Boralex, notamment dans le secteur éolien. À titre d'information, pour l'ensemble de l'année 2010, le Fonds a réalisé à lui seul un BAIIA de 44,4 M\$, soit l'équivalent de 48 % de ses produits, et une marge brute d'autofinancement de 36,9 M\$.

Ces retombées se matérialiseront à partir de l'exercice 2011, alors que Boralex bénéficiera de la pleine contribution des actifs du Fonds, par rapport à 14 semaines en 2010, en plus de celle des sites éoliens totalisant environ 100 MW mis en service au cours des cinq derniers mois de 2010 et au tout début de 2011. Sur une année complète, la croissance escomptée des produits et des marges bénéficiaires provenant de ces sources atténuera l'impact sur nos résultats d'une conjoncture économique qui demeure difficile pour notre secteur de production d'énergie à base de résidus de bois. De plus, le poids accru de nos activités canadiennes diminuera l'effet des fluctuations des taux de change dont la performance de Boralex a souffert au cours des deux derniers exercices.



Le gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds de 23 % que Boralex détenait avant la prise de contrôle ainsi que les avantages fiscaux réalisés en marge de cette transaction ont contribué grandement aux résultats de l'exercice 2010. Ces deux éléments ont compté pour la majeure partie du bénéfice de 23,1 M\$ ou 0,61 \$ par action (de base) enregistré au 31 décembre 2010. Sur le plan des opérations, l'ajout des dix centrales du Fonds à partir du 15 septembre 2010 et l'apport des nouveaux sites éoliens ont contribué à accroître le volume de production, les produits et le BAIIA ajusté de Boralex de 30 %, 10 % et 12 % respectivement.

#### **OBJECTIF À MOYEN TERME : 1 500 MW**

Il y a quelques années, Boralex s'était fixée comme objectif à moyen terme de regrouper une puissance de 1 000 MW. Or, à la suite des développements de la dernière année, Boralex détient aujourd'hui une puissance installée de 700 MW et plus de 400 MW de projets en développement avec des partenaires

Devant cette progression, Boralex se donne aujourd'hui comme nouvel objectif de réunir une puissance assortie de contrats ou en exploitation de 1 500 MW d'ici 2015. À cette fin, notre fer de lance pour les prochaines années demeurera le secteur éolien où, en plus du développement de nos projets actuels et de projets futurs, nous sommes à la recherche active d'occasions d'acquérir des projets se situant à différents stades de développement en Europe et au Canada. Nous voulons également continuer de faire croître notre secteur hydroélectrique, principalement au Québec et en Colombie-Britannique, et de se développer dans le secteur en émergence qu'est la production d'énergie solaire. Notre approche dans le secteur de l'énergie thermique sera principalement dictée par les occasions qui se présenteront sur le marché, en autant qu'elles soient assorties de contrats de vente d'électricité et d'ententes d'approvisionnement en matières premières.

#### **NOTRE ENGAGEMENT : CONTINUER D'ACCROÎTRE LA VALEUR ÉCONOMIQUE DE BORALEX AU PROFIT DE SES ACTIONNAIRES, PARTENAIRES ET EMPLOYÉS**

Nous sommes confiants que la nouvelle réalité de Boralex et son potentiel accru se refléteront ultimement dans sa valeur boursière. Pour notre part, nous continuerons de respecter notre engagement à maximiser sa valeur intrinsèque par nos choix stratégiques, la qualité de nos opérations et la rigueur de notre gestion quotidienne. Nous ferons en sorte que Boralex demeure un leader dans son industrie, une société agile et novatrice, tournée vers l'avenir et toujours à l'affût des technologies nouvelles. Parallèlement, nos projets d'expansion cibleront essentiellement les actifs liés par des contrats de vente d'électricité à long terme, afin de réduire nos risques et de générer des flux de trésorerie stables et prévisibles. Pour la même raison, nous maintiendrons un bon niveau de diversification géographique et sectorielle.

Surtout, nous ne perdrons jamais de vue que le succès de Boralex dépend de la qualité exceptionnelle et de la stabilité de son personnel. Aussi tenons-nous à remercier tous nos employés pour leur compétence, leur dynamisme, leur loyauté et leur grande ouverture d'esprit. Nous remercions également les membres du conseil d'administration de Boralex, nos partenaires stratégiques et financiers, ainsi que les actionnaires de la Société.

(s) Bernard Lemaire

(s) Patrick Lemaire

**Bernard Lemaire**

Président exécutif du conseil d'administration

**Patrick Lemaire**

Président et chef de la direction

11 mars 2011

# Rapport de gestion

pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010

## DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

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

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

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

## COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION

### GÉNÉRAL

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la période de trois mois et de l'exercice terminé le 31 décembre 2010 par rapport aux périodes correspondantes de trois et 12 mois terminées le 31 décembre 2009, de même que sur la situation financière de la Société à ces dates. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités et les notes afférentes contenus dans le présent rapport annuel, portant sur l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Des renseignements additionnels sur la Société, incluant la notice annuelle, les rapports annuels précédents, les rapports de gestion, les états financiers intermédiaires, les différents documents émis et déposés relativement à l'offre de Boralex pour acquérir le Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds ») ainsi que les communiqués de presse, sont publiés séparément et disponibles sur le site Internet de Boralex ([www.boralex.com](http://www.boralex.com)) et de SEDAR ([www.sedar.com](http://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.

Les renseignements contenus dans ce rapport de gestion tiennent compte de tout événement important survenu jusqu'au 11 mars 2011, 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 11 mars 2011.

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

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

#### **CONFORMITÉ AUX 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 »), le BAIIA ajusté et le bénéfice net ajusté, car ces mesures permettent à la direction d'évaluer les rendements opérationnel et financier des différents secteurs d'activité de la Société.

De plus, dans l'analyse de l'évolution de sa situation financière, la Société utilise la marge brute d'autofinancement, 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 qualité des liquidités générées par son exploitation et la capacité de la Société de financer ses projets d'expansion à même ses activités d'exploitation.

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, du BAIIA ajusté, du bénéfice net ajusté et de la marge brute d'autofinancement avec certains postes des états des résultats et des flux de trésorerie consolidés de Boralex.

#### **ÉVÉNEMENT IMPORTANT : ACQUISITION DU FONDS PAR BORALEX**

##### **DESCRIPTION DE LA TRANSACTION**

Le 15 septembre 2010, Boralex a annoncé l'acquisition d'environ 68 % des parts émises et en circulation du Fonds à la suite de son offre publique d'achat initiée en mai 2010 visant l'acquisition du Fonds (l'« Offre »).

Le 1<sup>er</sup> novembre 2010, Boralex et le Fonds ont exécuté l'entente de regroupement d'entreprises, tel qu'approuvée lors de l'assemblée extraordinaire des porteurs de parts du Fonds tenue le 21 octobre 2010. Le 2 novembre 2010, Boralex a procédé au paiement, en partie en espèces et en partie par l'émission de débetures convertibles, pour acquitter toutes les parts du Fonds qui étaient encore en circulation au moment du regroupement d'entreprises. Boralex a complété la privatisation du Fonds en révoquant le statut d'émetteur assujéti du Fonds et en retirant la cote de la Bourse de Toronto. La valeur totale de la contrepartie versée aux détenteurs était de 226,5 M\$ et a été réglée par des paiements en espèces totalisant 90,6 M\$ et par l'émission de débetures convertibles d'une valeur de 135,9 M\$.

Pour plus d'informations sur la transaction, se référer à la note 4, *Acquisitions d'entreprises* afférente aux états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

### DESCRIPTION DES ACTIFS DU FONDS ACQUIS PAR BORALEX

Depuis la création du Fonds en 2002, Boralex a agi à titre d'opérateur des dix centrales du Fonds totalisant une puissance installée de 190 MW, dont sept centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques alimentées en résidus de bois et une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel. Huit de ces centrales sont situées au Québec (Canada) et deux dans l'État de New York (États-Unis). Le tableau suivant offre un aperçu des centrales acquises par Boralex, incluant pour chacune d'entre elles, en plus des données opérationnelles, le terme du contrat de vente d'électricité et la formule d'indexation du prix de vente :

Emplacement de la centrale	Terme	Source d'énergie	Index de prix	Puissance maximale installée en MW
<b>Québec, Canada</b>				
Beauport	2015	Hydroélectricité	IPC - Min 3 %, Max 6 %	4,5
Buckingham	2019	Hydroélectricité	IPC - Min 3 %, Max 6 %	10,0
Forestville	2013/2015	Hydroélectricité	IPC - Min 3 %, Max 6 %	12,5
Rimouski	2017	Hydroélectricité	IPC - Min 3 %, Max 6 %	3,5
Saint-Lambert	2020	Hydroélectricité	IPC - Min 3 %, Max 6 %	6,0
Dolbeau	2022	Résidus de bois <sup>(1)</sup>	IPC	28,0
Senneterre	2027	Résidus de bois	IPC - Min 3 %, Max 6 %	35,0
Kingsey Falls	2012	Gaz naturel <sup>(1)</sup>	IPC - Min 3 %, Max 6 %	31,0
				130,5
<b>État de New York, États-Unis</b>				
Hudson Falls	2035	Hydroélectricité	<sup>(2)</sup>	46,0
South Glens Falls	2034	Hydroélectricité	<sup>(2)</sup>	14,0
				60,0
				190,5

(1) Ces centrales peuvent produire à la fois de l'électricité et de la vapeur.

(2) La structure de prix de vente des centrales américaines est établie ainsi :

	Hudson Falls	South Glens Falls
	\$ US/MWh	\$ US/MWh
2011 - 2017	86,14 - 80,58	88,69 - 86,65
2018 - 2024	48,27	86,65
2025	48,27	121,79 ou marché <sup>(*)</sup>
2026 et après	56,28 ou marché <sup>(*)</sup>	121,79 ou marché <sup>(*)</sup>

(\*) Le client possède une option de choisir le prix du marché en remplacement du prix contractuel jusqu'au terme de son contrat, en 2025 pour la centrale de South Glens Falls et en 2026 pour la centrale de Hudson Falls.

**RETOMBÉES OPÉRATIONNELLES ET FINANCIÈRES DE L'ACQUISITION DU FONDS**

Le tableau suivant illustre l'impact de l'acquisition du Fonds sur le portefeuille d'actifs de Boralex et sur la répartition de sa puissance installée totale. Boralex détient environ 700 MW d'actifs de production d'énergie en exploitation au Canada, aux États-Unis et en France.

**COMPOSITION DU PORTEFEUILLE ÉNERGÉTIQUE DE BORALEX**

	Boralex		Fonds		Combiné	
	MW	%	MW	%	MW	%
<b>Puissance installée</b>						
- Contractée	320,0	63 %	190,5	100 %	510,5	73 %
- Non contractée	188,5	37 %	-	-	188,5	27 %
<b>Total</b>	<b>508,5</b>	<b>100 %</b>	<b>190,5</b>	<b>100 %</b>	<b>699,0</b>	<b>100 %</b>
<b>Localisation</b>						
- Canada	107,0	21 %	130,5	69 %	237,5	34 %
- États-Unis	226,5	44 %	60,0	31 %	286,5	41 %
- Europe	175,0	35 %	-	-	175,0	25 %
<b>Total</b>	<b>508,5</b>	<b>100 %</b>	<b>190,5</b>	<b>100 %</b>	<b>699,0</b>	<b>100 %</b>
<b>Mode de production</b>						
- Éolien	251,0	49 %	-	-	251,0	36 %
- Hydroélectricité	39,5	8 %	96,5	51 %	136,0	20 %
- Thermique / résidus de bois	204,0	40 %	63,0	33 %	267,0	38 %
- Thermique / gaz naturel	14,0	3 %	31,0	16 %	45,0	6 %
<b>Total</b>	<b>508,5</b>	<b>100 %</b>	<b>190,5</b>	<b>100 %</b>	<b>699,0</b>	<b>100 %</b>

L'acquisition du Fonds présente de nombreux et importants avantages pour Boralex, dont les principaux sont les suivants :

- elle apporte à Boralex des actifs de grande qualité, en particulier dans le secteur hydroélectrique qui est un mode de production éprouvé et historiquement rentable, de même qu'un générateur fiable de flux monétaires ;
- toutes les centrales du Fonds étant dotées de contrats de vente d'électricité portent le pourcentage de la puissance installée contractée de Boralex de 63 % à 73 %, ce qui générera une plus grande stabilité en termes de marges bénéficiaires et de flux de trésorerie ;
- l'acquisition du Fonds diversifie davantage la répartition géographique des actifs de Boralex entre le Canada, les États-Unis et l'Europe ;
- au niveau corporatif, tout en permettant une meilleure concentration des stratégies d'expansion, d'exploitation et de financement, l'intégration des actifs du Fonds ne requiert aucun changement organisationnel puisque Boralex en assumait déjà l'exploitation et la gestion depuis 2002 ;
- avec l'acquisition du Fonds, Boralex possède et exploite maintenant environ 700 MW dont 510,5 MW bénéficient de contrats de vente d'électricité ;
- de plus, Boralex, avec ses différents partenaires, a plus de 400 MW en développement qui sont tous assortis de contrat de vente d'électricité. L'objectif stratégique de Boralex de 1 000 MW de puissance contractée est ainsi presque atteint grâce à l'intégration immédiate des centrales du Fonds, et par leur apport futur de flux trésorerie importants et stables qui contribueront notamment au financement de la portion « équité » des projets en développement de Boralex dans le secteur éolien. À titre d'information, pour l'ensemble de l'année 2010, le Fonds a réalisé un BAIIA de 44,4 M\$, soit l'équivalent de 48 % de ses produits, et une marge brute d'autofinancement de 36,9 M\$.

**En résumé,** en plus de contribuer positivement aux marges bénéficiaires de Boralex, l'acquisition du Fonds a considérablement rehaussé le profil, le positionnement, la capacité d'autofinancement et, par conséquent, les perspectives de croissance de Boralex. De plus, elle a diminué significativement son risque d'affaires en abaissant à moins de 27 % le poids relatif des actifs américains ne détenant pas de contrats de vente d'électricité, et ainsi soumis aux fluctuations du marché libre de l'électricité.

**PRÉSENTATION COMPTABLE**

L'état des résultats de Boralex pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 traite les résultats du Fonds de la façon suivante :

- jusqu'au 15 septembre 2010, les résultats de Boralex incluent, comme par le passé, 23 % du résultat net du Fonds, ce montant étant présenté à la rubrique *Part des résultats du Fonds*, et les *Revenus de gestion du Fonds* et les charges de *Gestion et exploitation du Fonds*;
- du 16 septembre au 31 octobre 2010, soit pour une période de six semaines, les résultats du Fonds sont consolidés à 100 % dans ceux de Boralex, tandis que la portion des résultats du Fonds correspondant aux parts de fiducie non encore acquises par Boralex est présentée au poste *Part des actionnaires sans contrôle* ; et
- à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2010, aucun montant n'est comptabilisé au poste *Part des actionnaires sans contrôle*.

Le bilan de Boralex en date du 31 décembre 2010 inclut la totalité des postes du bilan du Fonds.

Dans le présent rapport de gestion, le commentaire fourni par la direction ainsi que certains tableaux présentent, à l'occasion, les résultats du Fonds de façon isolée et ce, lorsque la direction le juge pertinent afin de permettre au lecteur de comparer les résultats de Boralex avec ceux des périodes antérieures.

## DONNÉES PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ - INCLUANT LE FONDS DEPUIS LA PRISE DE CONTRÔLE EFFECTIVE

(en milliers de \$, sauf indication contraire)	TRIMESTRES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE				EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE			
	2010			2009	2010			2009
	Combiné	Fonds	Boralex		Combiné	Fonds	Boralex	
<b>Production d'électricité (MWh)</b>								
Sites éoliens	143 379	–	143 379	79 741	377 392	–	377 392	235 418
Centrales hydroélectriques	220 380	172 719	47 661	41 017	328 290	186 741	141 549	145 303
Centrales thermiques – résidus de bois	310 790	60 600	250 190	304 399	1 236 930	68 357	1 168 573	1 156 652
Centrales thermiques – gaz naturel	71 712	55 570	16 142	14 859	102 172	63 523	38 649	37 501
	<b>746 261</b>	<b>288 889</b>	<b>457 372</b>	<b>440 016</b>	<b>2 044 784</b>	<b>318 621</b>	<b>1 726 163</b>	<b>1 574 874</b>
<b>Produits de la vente d'énergie</b>								
Sites éoliens	17 479	–	17 479	10 974	45 924	–	45 924	33 872
Centrales hydroélectriques	18 060	14 892	3 168	2 948	26 221	16 115	10 106	10 329
Centrales thermiques – résidus de bois	24 173	4 869	19 304	27 031	105 357	5 305	100 052	123 391
Centrales thermiques – gaz naturel	13 324	7 722	5 602	5 196	25 362	8 785	16 577	17 187
	<b>73 036</b>	<b>27 483</b>	<b>45 553</b>	<b>46 149</b>	<b>202 864</b>	<b>30 205</b>	<b>172 659</b>	<b>184 779</b>
<b>BAIIA</b>								
Sites éoliens	14 103	–	14 103	9 085	36 263	–	36 263	26 789
Centrales hydroélectriques	14 401	12 455	1 946	1 743	18 929	13 412	5 517	5 538
Centrales thermiques – résidus de bois	1 904	(206)	2 110	9 359	23 491	(240)	23 731	39 995
Centrales thermiques – gaz naturel	4 105	2 981	1 124	915	6 291	3 392	2 899	2 155
Corporatif et éliminations	(4 272)	(93)	(4 179)	(9 117)	(21 008)	(1 162)	(19 846)	(17 152)
	<b>30 241</b>	<b>15 137</b>	<b>15 104</b>	<b>11 985</b>	<b>63 966</b>	<b>15 402</b>	<b>48 564</b>	<b>57 325</b>

## DONNÉES PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE - INCLUANT LE FONDS DEPUIS LA PRISE DE CONTRÔLE EFFECTIVE

(en milliers de \$, sauf indication contraire)	TRIMESTRES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE				EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE			
	2010			2009	2010			2009
	Combiné	Fonds	Boralex		Combiné	Fonds	Boralex	
<b>Production d'électricité (MWh)</b>								
États-Unis	396 780	108 544	288 236	336 223	1 393 618	115 756	1 277 862	1 274 837
France	107 628	–	107 628	88 972	295 141	–	295 141	267 291
Canada	241 853	180 345	61 508	14 821	356 025	202 865	153 160	32 746
	<b>746 261</b>	<b>288 889</b>	<b>457 372</b>	<b>440 016</b>	<b>2 044 784</b>	<b>318 621</b>	<b>1 726 163</b>	<b>1 574 874</b>
<b>Produits de la vente d'énergie</b>								
États-Unis	30 969	9 531	21 438	28 890	116 726	10 197	106 529	130 780
France	16 883	–	16 883	15 667	47 548	–	47 548	50 556
Canada	25 184	17 952	7 232	1 592	38 590	20 008	18 582	3 443
	<b>73 036</b>	<b>27 483</b>	<b>45 553</b>	<b>46 149</b>	<b>202 864</b>	<b>30 205</b>	<b>172 659</b>	<b>184 779</b>
<b>BAIIA</b>								
États-Unis	11 328	8 178	3 150	9 891	34 970	8 694	26 276	43 043
France	9 237	–	9 237	8 202	23 389	–	23 389	24 364
Canada	9 676	6 959	2 717	(6 108)	5 607	6 708	(1 101)	(10 082)
	<b>30 241</b>	<b>15 137</b>	<b>15 104</b>	<b>11 985</b>	<b>63 966</b>	<b>15 402</b>	<b>48 564</b>	<b>57 325</b>

## DONNÉES PROFORMA PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ - INCLUANT LE FONDS À 100 %

(en milliers de \$, sauf indication contraire)	TRIMESTRES TERMINÉS LES				EXERCICE TERMINÉ LE
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 septembre 2010	31 décembre 2010	31 décembre 2010
<b>Production d'électricité (MWh)</b>					
Sites éoliens	90 291	76 999	66 722	143 379	377 391
Centrales hydroélectriques	154 447	157 299	100 126	220 380	632 252
Centrales thermiques – résidus de bois	404 932	322 624	387 314	310 790	1 425 660
Centrales thermiques – gaz naturel	76 657	43 705	47 410	71 712	239 484
	<b>726 327</b>	<b>600 627</b>	<b>601 572</b>	<b>746 261</b>	<b>2 674 787</b>
<b>Produits de la vente d'énergie</b>					
Sites éoliens	11 413	9 230	7 802	17 479	45 924
Centrales hydroélectriques	14 006	12 360	8 661	18 060	53 087
Centrales thermiques – résidus de bois	39 209	26 207	30 698	24 173	120 287
Centrales thermiques – gaz naturel	15 350	8 295	8 901	13 324	45 870
	<b>79 978</b>	<b>56 092</b>	<b>56 062</b>	<b>73 036</b>	<b>265 168</b>
<b>BAIIA</b>					
Sites éoliens	9 419	7 112	5 628	14 103	36 262
Centrales hydroélectriques	11 099	9 397	5 896	14 401	40 793
Centrales thermiques – résidus de bois	14 571	4 507	7 433	1 904	28 415
Centrales thermiques – gaz naturel	6 695	1 967	2 517	4 105	15 284
Corporatif et éliminations*	(5 975)	(9 969)	(4 324)	(4 272)	(24 540)
	<b>35 809</b>	<b>13 014</b>	<b>17 150</b>	<b>30 241</b>	<b>96 214</b>

\* Excluant la part des résultats du Fonds incluse dans le BAIIA de Boralex jusqu'à l'acquisition de contrôle du Fonds.

## DONNÉES PROFORMA PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE - INCLUANT LE FONDS À 100 %

(en milliers de \$, sauf indication contraire)	TRIMESTRES TERMINÉS LES				EXERCICE TERMINÉ LE
	31 mars 2010	30 juin 2010	30 septembre 2010	31 décembre 2010	31 décembre 2010
<b>Production d'électricité (MWh)</b>					
États-Unis	427 108	356 802	391 617	396 780	1 572 307
France	85 317	51 454	50 741	107 628	295 140
Canada	213 902	192 371	159 214	241 853	807 340
	<b>726 327</b>	<b>600 627</b>	<b>601 572</b>	<b>746 261</b>	<b>2 674 787</b>
<b>Produits de la vente d'énergie</b>					
États-Unis	39 112	30 235	32 717	30 969	133 033
France	14 432	8 152	8 081	16 883	47 548
Canada	26 434	17 705	15 264	25 184	84 587
	<b>79 978</b>	<b>56 092</b>	<b>56 062</b>	<b>73 036</b>	<b>265 168</b>
<b>BAIIA</b>					
États-Unis	16 991	9 489	10 204	11 328	48 012
France	7 068	3 332	3 752	9 237	23 389
Canada*	11 750	193	3 194	9 676	24 813
	<b>35 809</b>	<b>13 014</b>	<b>17 150</b>	<b>30 241</b>	<b>96 214</b>

\* Excluant la part des résultats du Fonds incluse dans le BAIIA de Boralex jusqu'à l'acquisition de contrôle du Fonds.



**INFORMATION CONSOLIDÉE SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES**

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

**DONNÉES RELATIVES AUX RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

Exercices terminés les 31 décembre :	2010	2009	2008
Produits de la vente d'énergie	202 864	184 779	197 246
BAIIA	63 966	57 325	68 835
Bénéfice net	23 100	24 439	20 410
de base et dilué par action, en dollars	0,61	0,65	0,54
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	37 741 916	37 740 921	37 739 840

**DONNÉES RELATIVES AUX BILANS**

Aux 31 décembre :	2010	2009	2008
Actif total	1 233 271	663 767	622 954
Dette totale <sup>(1)</sup>	513 774	242 680	187 445
Débiteures convertibles	220 824	-	-
Capitaux propres totaux	374 702	347 061	363 525

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

**FAITS MARQUANTS DES TROIS DERNIERS EXERCICES AUTRES QUE L'ACQUISITION DU FONDS****EXPANSION DU SECTEUR ÉOLIEN - EUROPE**

En avril 2008, la Société a augmenté de 4,5 MW la puissance installée de son parc éolien d'Avignonet-Lauragais, en France, pour la porter à 12,5 MW. Au cours de l'exercice 2009, Boralex a entrepris des travaux d'expansion pour porter la puissance installée de son parc éolien Cham Longe (France) de 18 à 22,5 MW. Les nouveaux équipements ont été mis en service le 1<sup>er</sup> 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, de 9 MW, qui fut mis en service au début du mois d'octobre 2010.

Le 14 décembre 2009, Boralex a conclu un partenariat avec *Cube Infrastructure Fund* (« Cube »), un fonds d'investissement basé au Luxembourg. En vertu de cette entente, Cube pourra 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\$ dans les résultats consolidés de l'exercice 2009, représentant la plus-value obtenue par la Société par rapport à la valeur aux livres de ses opérations européennes. Le but premier du partenariat avec Cube est d'accélérer l'expansion de la base d'actifs de production d'énergie renouvelable de Boralex en Europe en fournissant les capitaux nécessaires au développement ou à l'acquisition de nouveaux projets, sans mise de fonds supplémentaire de la part de Boralex.

Ainsi, le 29 décembre 2009, Boralex et Cube ont annoncé l'acquisition de trois parcs éoliens en France, d'une puissance installée totalisant 47 MW. Le plus petit des trois, d'une puissance installée de 7 MW, a été vendu en 2010 car il ne répondait pas aux critères stratégiques de Boralex qui a, par ailleurs, réalisé un bon rendement sur cette vente. Les deux autres parcs, soit le parc de Ronchois (30 MW) situé dans les régions de la Picardie et de la Normandie et le parc Le Grand Camp (10 MW) situé dans la région Centre, ont été mis en service en août et octobre 2010 respectivement. Par conséquent, dans la seule année 2010, Boralex a accru de 50 %, soit de près de 54 MW, la puissance installée de son secteur éolien en France, laquelle atteignait 161 MW au 31 décembre 2010. Tous les sites éoliens de Boralex en France bénéficient de contrats à long terme de vente d'électricité avec la société d'état Électricité de France (« EDF »).

Le 31 décembre 2010, le financement cadre de 265 M€ mis en place en 2007 avec BNP Paribas afin de financer des projets éoliens en France est arrivé à terme. La Société a décidé de ne pas renouveler ce véhicule afin d'utiliser d'autres options de financement. En date du 31 décembre 2010, un montant de 144,2 M€ (192,1 M\$) était dû par la Société en regard à ce financement cadre, payable d'ici 2022.

**EXPANSION DU SECTEUR ÉOLIEN - CANADA**

Au cours des derniers exercices, Boralex a importé au Canada l'expertise de pointe qu'elle a acquise dans le secteur éolien en France. Ayant acquis les droits sur le site éolien Thames River de 90 MW dans le sud de l'Ontario, une région stratégiquement située et offrant un bon potentiel éolien, Boralex a débuté en 2008 la mise en place du financement et la construction de la phase I de 40 MW de Thames River, constituée de quatre parcs de 10 MW. Ceux-ci ont été démarrés, rodés et amenés au stade de production commerciale entre le 8 décembre 2009 et le 29 janvier 2010. En mars 2010, Boralex a signé une entente avec un consortium de compagnies canadiennes d'assurance-vie afin de financer la phase II du site éolien Thames River, d'une puissance installée de 50 MW, et de refinancer la phase I de 40 MW du même site, déjà en exploitation. Les cinq parcs de 10 MW de la phase II de Thames River ont été mis en service commercial entre le 27 octobre 2010 et le 28 janvier 2011.

Chacun des parcs du site éolien Thames River 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, tous les actifs de 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 apporte 10 \$ supplémentaires par MWh, plutôt que les 5 \$ prévus par le programme initial, pour une période de dix ans. Cette bonification a un impact favorable significatif sur le rendement de ces actifs.

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 est à évaluer ses options par rapport à ce site.

Au Québec, par ailleurs, dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec, un consortium formé à parts égales par Boralex et une entité formée et détenue par Société en commandite Gaz Métro (le « Consortium ») a été sélectionné en mai 2008 pour deux projets éoliens, soit les parcs de la Seigneurie de Beaupré d'une puissance totale de 272 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 fabricant d'éoliennes Enercon, dont le savoir-faire est reconnu mondialement. Le Consortium vise à finaliser le financement de ces deux projets au cours de 2011 et compte réaliser cette année une portion importante des travaux de construction des fondations et la majeure partie de ceux des routes.

De plus, le 19 novembre 2010, le Consortium a acquis les droits d'un projet d'une puissance de 69 MW assorti d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec. Le futur parc sera érigé sur le site de la Seigneurie de Beaupré, pour une mise en service prévue en décembre 2014. Finalement, le 20 décembre 2010, en partenariat avec deux MRC, soit celle de La Côte-de-Beaupré et celle de Témiscouata, Boralex a annoncé l'octroi de deux projets éoliens de 25 MW chacun dans le cadre d'un appel d'offres d'Hydro-Québec pour des projets éoliens communautaires. Ces projets, dont le premier sera érigé sur la Seigneurie de Beaupré, seront mis en service en décembre 2014 et 2015 respectivement.

#### PERCÉE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

À la fin de 2010, Boralex a complété les dernières étapes du montage, incluant le financement, de son premier projet solaire d'une puissance installée de 4,5 MW, assorti d'un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec EDF. En juillet 2010, Cube a souscrit un capital additionnel de 4,3 M€ afin de financer la portion « équité » de ce projet, portant ainsi à 20 % sa participation dans les opérations européennes de Boralex. Les travaux de construction du nouveau parc solaire ont été entrepris en janvier 2011 en vue d'une mise en service commerciale vers le milieu de l'année 2011. Ce premier site solaire de Boralex sera situé sur un terrain adjacent au parc éolien d'Avignonet-Lauragais que Boralex exploite dans le Sud de la France, ce qui en fera le premier site de production mixte d'énergie éolienne et solaire en France. Il utilisera la technologie de panneaux et cellules photovoltaïques offerte par un leader mondial dans ce domaine.

Ainsi, la production d'énergie solaire deviendra sous peu le quatrième secteur d'opérations de Boralex. L'entrée de Boralex dans ce marché prometteur est le fruit de plusieurs années de réflexion stratégique, d'évaluation technologique et de prospection du marché européen, lequel offre un cadre géographique propice au développement de ce type d'énergie renouvelable.

#### EFFET DU RALENTISSEMENT ÉCONOMIQUE SUR LE SECTEUR DES RÉSIDUS DE BOIS

De façon globale (et excluant les opérations du Fonds), Boralex a été relativement peu touchée par la faiblesse de l'économie mondiale depuis la crise de 2008, compte tenu du fait qu'une grande partie de sa puissance installée opérationnelle bénéficie de contrats de vente d'électricité, dont l'ensemble de ses actifs éoliens, son usine française de cogénération au gaz naturel, ainsi qu'à une partie de ses actifs hydroélectriques. Par contre, son secteur thermique aux résidus de bois a dû composer avec un environnement d'affaires difficile au cours des deux derniers exercices et qui perdure aujourd'hui. Transigeant pour la plupart sur le marché libre de l'électricité dans le nord-est des États-Unis, les centrales thermiques aux résidus de bois de Boralex ont dû composer avec une baisse prononcée du prix de vente de l'électricité, résultant en majeure partie au ralentissement de la demande, de même qu'un recul important du prix des *Renewable Energy Certificates* (« RECs ») vendus par trois d'entre elles sur le marché du Connecticut.

À ces contraintes d'ordre conjoncturel s'est ajoutée, en décembre 2009, la terminaison du programme fédéral américain de crédits d'impôts pour la production d'énergie renouvelable, en vertu de quoi les centrales américaines aux résidus de bois de Boralex ont pu enregistrer, à titre de produits, des montants totalisant 60,0 M\$ depuis 2005, dont 13,9 M\$ en 2009.

Cependant, le secteur aux résidus de bois a pallié en partie à cet environnement difficile grâce à un ensemble d'initiatives dont :

- des stratégies efficaces de couverture des prix de vente (« swaps financiers ») de ses centrales, en particulier au cours de l'exercice 2009 ;
- un modèle d'affaires original au chapitre de l'approvisionnement en résidus de bois, mis sur pied avec des entreprises de récolte forestière, qui lui permet de mieux contrôler la disponibilité, le coût et la qualité de ses matières premières ;
- la réalisation, entre 2006 et 2009, d'un important programme d'optimisation globale de la performance de ses centrales, appuyé par des investissements judicieux dans les équipements et par le développement d'une solide expertise interne en entretien préventif ; et
- la participation, entre décembre 2009 et avril 2010, au *Biomass Crop Assistance Program* (« BCAP ») du gouvernement des États-Unis, offrant des avantages financiers aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers destinés, entre autres, à la production d'énergie électrique. Notons que ce programme vient d'être renouvelé par le gouvernement américain et Boralex analyse présentement l'impact des nouvelles règles sur ses résultats de 2011.

Bien que la situation demeure difficile pour le secteur des résidus de bois aux États-Unis, l'ensemble des initiatives décrites précédemment lui a permis de demeurer rentable en 2009 et en 2010, malgré la chute des prix de vente et autres contraintes conjoncturelles.

## SAISONNALITÉ

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

2010

<i>Trimestres terminés les</i>	<i>31 mars</i>	<i>30 juin</i>	<i>30 septembre</i>	<i>31 décembre</i>
<b>PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE</b>				
Sites éoliens	11 413	9 230	7 802	17 479
Centrales hydroélectriques	3 054	2 323	2 784	18 060
Centrales thermiques – résidus de bois	30 216	22 896	28 072	24 173
Centrales thermiques – gaz naturel	6 321	2 279	3 438	13 324
	51 004	36 728	42 096	73 036
<b>BAIIA</b>				
Sites éoliens	9 419	7 112	5 628	14 103
Centrales hydroélectriques	1 873	1 182	1 473	14 401
Centrales thermiques – résidus de bois	10 028	4 424	7 135	1 904
Centrales thermiques – gaz naturel	2 038	(106)	254	4 105
Corporatif et éliminations	(5 726)	(7 370)	(3 639)	(4 272)
	17 632	5 242	10 851	30 241
<b>BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)</b>				
de base et dilué (e) par action, en dollars	1 348	(5 798)	27 092	458
	0,04	(0,15)	0,72	0,01
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires				
en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 740 921	37 744 869

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

2009

<i>Trimestres terminés les</i>	<i>31 mars</i>	<i>30 juin</i>	<i>30 septembre</i>	<i>31 décembre</i>
<b>PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE</b>				
Sites éoliens	9 083	8 018	5 797	10 974
Centrales hydroélectriques	2 760	2 842	1 779	2 948
Centrales thermiques – résidus de bois	38 181	28 338	29 841	27 031
Centrale thermique – gaz naturel	7 174	2 558	2 259	5 196
	57 198	41 756	39 676	46 149
<b>BAIIA</b>				
Sites éoliens	7 215	6 242	4 247	9 085
Centrales hydroélectriques	1 709	1 785	301	1 743
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
<b>BÉNÉFICE NET</b>				
de base et dilué par action, en dollars	7 212	1 817	698	14 712
	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

Les opérations et les résultats d'une partie des sites de la Société sont soumis à un cycle saisonnier ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Cependant, l'impact des variations saisonnières diffère selon que les centrales disposent de contrats de vente d'électricité ou non. En effet, pour les 37 sites de Boralex assortis 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 de Boralex qui ne disposent pas de tels contrats et qui vendent leur électricité sur le marché libre dans le nord-est des États-Unis, elles sont davantage exposées aux fluctuations saisonnières qui, en plus d'influencer leur volume de production, ont également un effet sur les prix de vente obtenus. De plus, le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est influencé en grande partie par le cours du gaz naturel qui est sujet à une importante volatilité.

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

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

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

*Hydroélectricité* : Le volume de production des 15 centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui sont, de façon générale, à leur maximum au printemps et bonnes à l'automne, soit aux deuxième et quatrième trimestres de Boralex, et ce, tant au Canada que dans le nord-est des États-Unis. Les débits d'eau tendent historiquement à diminuer en hiver et durant l'été. Il est à noter qu'à l'exception de trois centrales hydroélectriques qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, les centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs avec lesquels il leur serait possible de régulariser les débits d'eau au cours de l'année. De plus, une entente de principe prévoyant le renouvellement de son contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec de la centrale d'East Angus pour une période additionnelle de 20 ans a été convenue à des conditions avantageuses.

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

*Gaz naturel* : En plus de bénéficier de contrats de vente de leur électricité, la production de vapeur des deux centrales de cogénération alimentées au gaz naturel, dont l'une en France et l'autre au Québec, est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande des clients, laquelle est relativement prévisible et régulière. De plus, la centrale de Kingsey Falls (Québec) vient de se doter de deux contrats avantageux de couverture d'une durée de deux ans, afin d'indexer le prix de vente de sa vapeur et de fixer son prix d'achat du gaz naturel. En ce qui a trait à la centrale française, en vertu de son contrat de vente à long terme avec 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, soit de novembre à mars seulement.

La direction prévoit que l'intégration des actifs du Fonds aura un effet stabilisant, donc bénéfique, par rapport aux variations saisonnières pouvant affecter les résultats de Boralex, étant donné que 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. Cette acquisition aura pour effet d'accroître le poids relatif du secteur hydroélectrique dans le volume de production de Boralex, et donc d'intensifier les caractéristiques saisonnières propres à ce secteur. Notons aussi qu'en vertu du plan stratégique de Boralex, le secteur éolien est appelé à devenir le plus important secteur d'exploitation de la Société, en plus de bénéficier d'une plus grande diversification géographique. En effet, avec la mise en service des parcs éoliens actuellement en développement au Canada, le secteur éolien de Boralex exploitera une puissance installée éolienne de plus de 500 MW d'ici la fin de l'exercice 2015, sans compter les possibilités d'acquisition d'actifs opérationnelles ou en développement.

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

---

**En résumé,** bien que la performance de Boralex soit en partie soumise à un cycle saisonnier et à certains autres facteurs cycliques, ceci est atténué par le poids grandissant de ses revenus provenant de contrats à prix fixes et indexés ainsi que par la diversification croissante de ses sources de production et de son positionnement géographique. Ce sont autant de bénéfices auxquels l'acquisition du Fonds et la stratégie d'expansion de Boralex dans le secteur éolien contribueront de façon significative. De plus, Boralex atténue sa vulnérabilité aux cycles saisonniers et aux autres facteurs cycliques par l'utilisation d'instruments financiers de couverture des prix et par la recherche de sources complémentaires de revenus afin d'accroître et de sécuriser son chiffre d'affaires, ou encore, d'abaisser ses coûts. Aux États-Unis, par exemple, elle participe au marché de la vente de RECs et au *Forward Capacity Market*, tandis qu'en France, Boralex participe aux marchés de la vente de droits d'émission excédentaires de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») et de certificats verts.

---

**RENSEIGNEMENTS CONSOLIDÉS CHOISIS POUR LES TRIMESTRES ET LES EXERCICES TERMINÉS  
LES 31 DÉCEMBRE 2010 ET 2009**

	<i>Trimestres terminés les</i>		<i>Exercices terminés les</i>	
	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>
(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
<b>PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE</b>				
Sites éoliens	17 479	10 974	45 924	33 872
Centrales hydroélectriques	18 060	2 948	26 221	10 329
Centrales thermiques – résidus de bois	24 173	27 031	105 357	123 391
Centrales thermiques – gaz naturel	13 324	5 196	25 362	17 187
	<b>73 036</b>	46 149	<b>202 864</b>	184 779
<b>BAlIA</b>				
Sites éoliens	14 103	9 085	36 263	26 789
Centrales hydroélectriques	14 401	1 743	18 929	5 538
Centrales thermiques – résidus de bois	1 904	9 359	23 491	39 995
Centrales thermiques – gaz naturel	4 105	915	6 291	2 155
Corporatif et éliminations	(4 272)	(9 117)	(21 008)	(17 152)
	<b>30 241</b>	11 985	<b>63 966</b>	57 325
<b>BAlIA AJUSTÉ<sup>(1)</sup></b>				
Sites éoliens	14 103	9 085	36 263	26 789
Centrales hydroélectriques	14 401	1 743	18 929	5 538
Centrales thermiques – résidus de bois	1 904	9 359	23 491	39 995
Centrales thermiques – gaz naturel	4 105	915	6 291	2 155
Corporatif et éliminations	(4 272)	(3 493)	(15 388)	(12 248)
	<b>30 241</b>	17 609	<b>69 586</b>	62 229
<b>BÉNÉFICE NET</b>				
	458	14 712	23 100	24 439
de base et dilué par action, en dollars	0,01	0,39	0,61	0,65
<b>BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) AJUSTÉ(E)<sup>(1)</sup></b>				
	1 122	4 979	(1 087)	14 224
de base et dilué(e) par action, en dollars	0,03	0,13	(0,03)	0,38
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation				
(de base)	<b>37 744 869</b>	37 740 921	<b>37 741 916</b>	37 740 921

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

**INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE SUR LES MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

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

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*.

Le tableau suivant rapproche le BAIIA du bénéfice net :

(en milliers de \$)	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	31 décembre <b>2010</b>	31 décembre 2009	31 décembre <b>2010</b>	31 décembre 2009
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	458	14 712	23 100	24 439
Part des actionnaires sans contrôle	478	46	201	102
Charge (recouvrement) d'impôts sur le bénéfice sur le bénéfice	(1 923)	(1 280)	(12 738)	4 470
Gain sur dilution	–	(13 865)	–	(13 865)
Gain sur vente d'une filiale	–	–	(774)	–
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	948	–	(15 130)	–
Frais de financement	11 026	3 497	24 104	13 727
Perte nette sur instruments financiers	372	929	247	923
Perte de change	2 736	1 271	4 298	1 473
Amortissement	16 146	6 675	40 658	26 056
<b>BAIIA</b>	<b>30 241</b>	11 985	<b>63 966</b>	57 325

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

Les comptes débiteurs peuvent également varier de façon importante lorsque la Société se qualifie pour des nouveaux marchés d'énergie renouvelable. Ainsi 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 une mesure 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 :

	<i>Trimestres terminés les</i>		<i>Exercices terminés les</i>	
	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>
(en milliers de \$)	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	19 176	24 589	42 367	60 786
Flux générés par la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	(5 998)	(13 259)	(5 417)	(13 373)
<b>MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT</b>	<b>13 178</b>	11 330	<b>36 950</b>	47 413

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

	<i>Trimestres terminés les</i>		<i>Exercices terminés les</i>	
	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>	<i>31 décembre</i>
(en milliers de \$)	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
<b>BAIIA</b>	<b>30 241</b>	11 985	<b>63 966</b>	57 325
Éléments spécifiques :				
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	–	5 624	5 620	5 624
Gain sur disposition d'un placement dans une filiale	–	–	–	(720)
<b>Données ajustées</b>	<b>30 241</b>	17 609	<b>69 586</b>	62 229
<b>BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)</b>				
(en milliers de \$)	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
Bénéfice net	458	14 712	23 100	24 439
Éléments spécifiques* :				
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	–	4 132	4 136	4 132
Frais encourus dans le cadre de l'offre d'acquisition du Fonds	664	–	4 291	–
Amortissement du solde des frais de financement reportés liés au financement initial de la phase I de Thames River	–	–	1 915	–
Gain sur vente d'une filiale/placement dans une filiale	–	–	(519)	(482)
Gain sur dilution	–	(13 865)	–	(13 865)
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	–	–	(21 260)	–
Renversement d'impôts futurs lié à la prise de contrôle du Fonds	–	–	(12 750)	–
<b>Données ajustées</b>	<b>1 122</b>	4 979	<b>(1 087)</b>	14 224

\* Impacts nets d'impôts

**ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010**

Le tableau suivant présente les principaux écarts du bénéfice net :

	<i>Bénéfice net (en M\$)</i>	<i>Par action (en \$, de base)</i>
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>24,4</b>	<b>0,65</b>
Impact des opérations du Fonds depuis le 15 septembre 2010	0,4	0,01
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Variation du BAIIA	(8,7)	(0,23)
Amortissement	(7,6)	(0,20)
Perte de change	(1,7)	(0,05)
Gain net sur instruments financiers	0,7	0,02
Frais de financement	(8,1)	(0,21)
Gain sur dilution	(13,9)	(0,37)
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	15,1	0,40
Gain sur vente d'une filiale	0,8	0,02
Impôts sur le bénéfice	21,9	0,58
Part des actionnaires sans contrôle	(0,2)	(0,01)
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>23,1</b>	<b>0,61</b>

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, Boralex a inscrit un bénéfice net de 23,1 M\$ ou de 0,61 \$ par action (de base et dilué), par rapport à un bénéfice net de 24,4 M\$ ou 0,65 \$ par action (de base et dilué) en 2009.

Tel que décrit au tableau de la page 16 du présent rapport de gestion, le bénéfice net de 2010 comporte les éléments spécifiques non récurrents suivants :

- un gain net après impôts de 17,0 M\$ représentant la plus-value réalisée par Boralex sur la valeur aux livres de la participation initiale de 23 % qu'elle détenait dans le Fonds par rapport au prix d'acquisition des parts de fiducie stipulé dans l'Offre, déduction faite des frais de 4,3 M\$ (après impôts) encourus pour mener à bien cette transaction ;
- un recouvrement d'impôts de 12,8 M\$ lié à la participation initiale de 23 % que Boralex détenait dans le Fonds ;
- la quote-part de 4,1 M\$ nette d'impôts (5,6 M\$ avant impôts) de Boralex dans les dépréciations d'immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau enregistrées par le Fonds aux premier et troisième trimestres de l'exercice 2010, en raison de changements survenus dans le contexte d'exploitation de cette centrale ;
- l'amortissement au montant de 1,9 M\$ net d'impôts de la totalité du solde des frais de financement reportés qui étaient liés au financement initial de la phase I du site éolien Thames River (Ontario), en raison de la mise en place, en mars 2010, d'un nouveau financement global des deux phases de Thames River ; et
- un gain net de 0,5 M\$ sur la vente du site éolien Bel Air, en France.

Le bénéfice net de l'exercice 2009 comportait des éléments spécifiques non récurrents pour un montant positif total net de 10,2 M\$, dont un gain net sur dilution de 13,9 M\$ représentant la plus-value réalisée sur l'investissement initial de Boralex dans ses activités européennes lors de la première injection de capitaux par son partenaire Cube, un gain net de 0,5 M\$ sur disposition d'un placement dans une filiale et un montant négatif net de 4,1 M\$ représentant la quote-part de Boralex dans la dépréciation d'immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau effectuée en 2009.

Excluant les éléments spécifiques des exercices 2010 et 2009, Boralex a inscrit en 2010 une perte nette ajustée de 1,1 M\$ ou de 0,03 \$ de base et diluée par action, comparativement à un bénéfice net ajusté de 14,2 M\$ ou 0,38 \$ par action (de base et dilué) en 2009. Cette variation négative de 15,3 M\$ ou de 0,41 \$ par action (de base) du résultat net ajusté s'explique par les principaux éléments suivants :

- une diminution de 8,0 M\$ du BAIIA ajusté généré par les activités propres à Boralex (dont 1,5 M\$ attribuable à la baisse de la quote-part de Boralex dans les résultats du Fonds avant le 15 septembre 2010) ;
- une hausse de 7,6 M\$ des frais d'amortissement, due en majeure partie à l'importante expansion du secteur éolien de Boralex au Canada et en France depuis le quatrième trimestre de 2009 ;
- une hausse de 5,4 M\$ des frais de financement due principalement au recours à de nouvelles dettes dans le cadre des divers projets de développement éolien de la Société, ainsi que de l'émission de débentures convertibles en date du 15 septembre 2010 ; et
- une perte totale nette de 1,0 M\$ sur taux de change et instruments financiers.

À l'inverse, l'acquisition du Fonds a contribué positivement pour 0,4 M\$ entre le 15 septembre et le 31 décembre 2010, et la charge d'impôts a été moindre de 3,9 M\$.

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

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>184,8</b>	<b>57,3</b>
Impact des opérations du Fonds depuis le 15 septembre 2010	30,2	15,4
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Mises en service	19,8	16,5
Prix	(3,6)	(3,6)
Volume	(4,4)	(3,3)
RECs et certificats verts	(3,8)	(3,9)
Primes de puissance	(0,7)	(0,7)
Conversion des filiales autonomes	(19,8)	(7,3)
Quotas de CO <sub>2</sub>	–	(0,5)
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	–	(12,6)
Coût des matières premières	–	9,0
Entretien	–	0,9
Fonds de revenu Boralex énergie - variation des résultats avant le 15 septembre 2010	–	(1,8)
Frais de développement – prospection	–	0,3
Autres	0,4	(1,7)
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>202,9</b>	<b>64,0</b>

#### PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Au cours de l'exercice 2010, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 202,9 M\$ comparativement à 184,8 M\$ à la même période en 2009. Excluant la contribution de 30,2 M\$ du Fonds pour les trois mois et demi de l'exercice 2010, les produits des centrales propres à Boralex ont accusé une baisse de 12,1 M\$ ou de 6,5 % pour se chiffrer à 172,7 M\$.

Notons que l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain et à l'euro a eu une incidence défavorable de 19,8 M\$ sur les produits des centrales de Boralex par rapport à l'année précédente. Ainsi, à taux de change constants, les produits de Boralex auraient plutôt affiché une hausse de 4,2 %, grâce essentiellement à l'apport de 19,8 M\$ en produits additionnels générés par les nouveaux sites éoliens d'une puissance installée totalisant plus de 143,5 MW mis en service commercial au Canada et en Europe entre le 8 décembre 2009 et le 31 décembre 2010 et, dans une moindre mesure, par la pleine contribution de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls (Colombie-Britannique) acquise en avril 2009. La contribution de ces nouveaux actifs aura plus que compensé pour les éléments défavorables suivants (autres que la fluctuation des taux de change) :

- une incidence défavorable de 4,4 M\$ due à une diminution du volume de production des centrales existantes attribuable principalement au ralentissement volontaire de la cadence de production de certaines centrales aux résidus de bois en raison de la faiblesse des prix de vente, ainsi qu'à des conditions éoliennes moins bonnes qu'en 2009 en France ;
- une incidence défavorable de 3,6 M\$ attribuable à la diminution du prix de vente moyen de Boralex, en raison principalement de la faiblesse des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis et du fait que le secteur des résidus de bois a épuisé les avantages dont il avait bénéficié en 2009 grâce aux swaps financiers de prix d'électricité qu'il avait conclus en 2008 ;
- une diminution de 3,8 M\$ des ventes de RECs et de certificats verts ; et
- une diminution de 0,7 M\$ des primes de puissance.

Au total, excluant les centrales du Fonds, Boralex a produit 1 726 163 MWh d'électricité au cours de l'exercice 2010 par rapport à 1 574 874 MWh à la même période en 2009. Cette hausse de 9,6 % du volume de production est essentiellement attribuable à la mise en service des nouveaux sites éoliens.

#### AUTRES PRODUITS

Les produits autres que les produits de la vente d'énergie se sont chiffrés à 1,9 M\$ en 2010 par rapport à 5,8 M\$ l'année précédente. Cette diminution s'explique par les éléments suivants :

- la consolidation des résultats du Fonds à partir de la prise de contrôle effective, le 15 septembre 2010, ce qui a fait disparaître les postes *Part des résultats du Fonds* et *Revenus de gestion du Fonds* à partir de cette date ; et
- une diminution de 1,3 M\$ des *Autres revenus*, en raison principalement de la comptabilisation, au premier trimestre de 2009, d'un gain de 0,7 M\$ sur disposition d'un placement dans une filiale et de la perception de ventes de quotas excédentaires de CO<sub>2</sub> par la centrale française au gaz naturel inférieure en 2010 par rapport à 2009.

#### BAIIA

Le BAIIA consolidé de l'exercice 2010 s'est chiffré à 64,0 M\$ comparativement à 57,3 M\$ à la même période en 2009. En excluant les éléments spécifiques non récurrents des deux exercices, c'est-à-dire, les quotes-parts de Boralex dans les dépréciations d'immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau au montant de 5,6 M\$ (avant impôts) pour chacun des deux exercices, ainsi qu'un gain sur disposition de placement de 0,7 M\$ (avant impôts) en 2009, le BAIIA ajusté s'est établi à 69,6 M\$ en 2010 comparativement à 62,2 M\$ en 2009, soit une hausse de 7,4 M\$ ou de 11,9 %.

Depuis que ses résultats sont consolidés dans ceux de Boralex, soit entre le 15 septembre et le 31 décembre 2010, le Fonds a contribué un montant additionnel de 15,4 M\$ au BAIIA consolidé. Par contre, pendant la période précédant le 15 septembre, la part de Boralex dans les résultats du Fonds a affiché une variation défavorable de 1,8 M\$. Par conséquent la contribution additionnelle nette du Fonds au BAIIA de Boralex pour l'ensemble de l'année 2010 a été de 13,6 M\$.

Excluant le Fonds pour l'ensemble de l'année, le BAIIA ajusté attribuable à Boralex a ainsi connu une baisse de 6,9 M\$, laquelle est en grande partie attribuable à l'incidence négative de 7,3 M\$ de la variation des taux de change entre le dollar canadien et les devises américaine et européenne. À taux de change constants, la rentabilité de Boralex a été légèrement supérieure à celle de 2009, malgré un contexte d'affaires plus difficile pour le secteur des résidus de bois aux États-Unis. Le BAIIA annuel a notamment bénéficié des facteurs positifs suivants :

- la contribution additionnelle de 16,5 M\$ apportée au BAIIA par les nouveaux sites éoliens de la Société ;
- une diminution de 9,0 M\$ du coût des matières premières, incluant des baisses respectives de 8,3 M\$ du coût des résidus de bois pour les centrales thermiques aux États-Unis, et de 0,7 M\$ du gaz naturel pour la centrale de cogénération au gaz naturel en France ;
- une diminution de 0,9 M\$ des frais d'entretien ; et
- une diminution de 0,3 M\$ des frais de développement et de prospection.

Ces derniers éléments ont presque entièrement compensé pour les facteurs défavorables suivants, qui ont principalement affecté le secteur des résidus de bois :

- le manque à gagner de 12,6 M\$ attribuable à la terminaison, en décembre 2009, du programme américain des crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable ;
- une diminution de 3,9 M\$ des ventes de RECs et de certificats verts ;
- le manque à gagner de 3,6 M\$ principalement attribuable à la baisse des prix de vente de l'électricité sur le marché des États-Unis, surtout au cours de la première moitié de l'exercice, et à la diminution des avantages provenant des contrats de vente à terme de l'électricité conclus en 2008 dont a bénéficié le secteur des résidus de bois au cours de l'exercice 2009 ;
- un effet de volume défavorable net de 3,3 M\$, jumelé à une baisse de 0,7 M\$ des primes de puissance ; et
- une incidence défavorable totale nette de 2,2 M\$ attribuable à un ensemble de facteurs de moindre importance, dont une diminution des ventes de quotas excédentaires de CO<sub>2</sub> par la centrale française de cogénération au gaz naturel.

#### AMORTISSEMENT, PERTE DE CHANGE, PERTE NETTE SUR INSTRUMENTS FINANCIERS ET FRAIS DE FINANCEMENT

La dépense d'amortissement de l'exercice 2010 a totalisé 40,7 M\$ comparativement à 26,1 M\$ en 2009. Excluant l'amortissement des centrales du Fonds pour les trois mois et demi de la période, au montant de 7,0 M\$, les frais d'amortissement de Boralex ont augmenté de 7,6 M\$ en raison de l'expansion du secteur éolien au cours des trimestres précédents, en particulier, l'exploitation pour toute l'année 2010 de la phase I de Thames River mise en service entre décembre 2009 et janvier 2010 et la mise en service d'une puissance éolienne additionnelle de 53,5 MW en France entre février et octobre 2010. Toutefois, la hausse de la dépense d'amortissement a été atténuée par l'incidence bénéfique qu'a eue l'appréciation du dollar canadien face au dollar américain et à l'euro par rapport à 2009 sur la dépense d'amortissement des actifs situés aux États-Unis et en Europe.

Boralex a enregistré une perte de change de 4,3 M\$ par rapport à 1,5 M\$ l'année précédente relié à la perte de change réalisée sur les rapatriements de fonds des États-Unis qui a été plus importants en 2010 qu'en 2009. Par ailleurs, la Société a comptabilisé

une perte nette sur instruments financiers de 0,2 M\$ en 2010 par rapport à une perte nette de 0,9 M\$ en 2009. La variation défavorable nette de ces deux éléments a donc été de 2,1 M\$. Rappelons que le poste *Perte nette sur instruments financiers* est principalement composé du montant lié à la portion inefficace des instruments financiers. Bien que tous les instruments financiers utilisés par Boralex soient hautement efficaces, ils comportent toujours une faible proportion d'inefficacité. De façon générale, si la variation des instruments financiers est favorable à Boralex, cette variation engendre un montant d'inefficacité favorable. On observe l'effet contraire pour les instruments dont la variation de la position est défavorable pour Boralex.

Les frais de financement ont totalisé 24,1 M\$ en 2010, soit 22,7 M\$ en excluant le Fonds, comparativement à des frais de financement de 13,7 M\$ l'année précédente. Rappelons que les frais de 2010 incluent un montant de 2,7 M\$ (avant impôts) représentant l'amortissement du solde des frais de financement reportés liés à l'ancien financement de la phase I du site Thames River, laquelle a fait l'objet d'un refinancement au premier trimestre. En revanche, les frais de financement de 2009 incluaient un montant de 4,4 M\$ lié au programme de monétisation des crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable qui a pris fin en décembre 2009.

Excluant ces trois éléments, les frais de financement ont donc affiché une augmentation de 10,7 M\$ en raison du recours à de nouvelles dettes au cours des 12 mois précédents dans le cadre des divers projets de développement de la Société, ainsi que de l'émission de débentures convertibles au cours du troisième trimestre de 2010. La hausse des frais de financement a cependant été atténuée par les remboursements de dettes au cours des 12 derniers mois et par l'incidence favorable de la hausse du dollar canadien sur la dépense d'intérêt relative à la dette libellée en euros, laquelle représentait 73 % de la dette totale de Boralex au début de l'exercice 2010 (40 % en date du 31 décembre 2010).

#### **GAIN NET SUR DISPOSITION PRÉSUMÉE DU PLACEMENT DANS LE FONDS**

Lors de la prise de contrôle du Fonds effective le 15 septembre 2010, Boralex a enregistré un gain de 15,1 M\$ (21,3 M\$ avant déduction des frais afférents à la transaction). Ce gain représente la plus-value réalisée sur la valeur aux livres de la participation de 23 % que Boralex détenait préalablement dans le Fonds comparativement au prix d'achat de 5,00 \$ par part de fiducie offert dans le cadre de l'Offre de Boralex. (Pour de plus amples renseignements, se référer à la note 4 des états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010.)

#### **GAIN SUR LA VENTE D'UNE FILIALE**

Le 31 mars 2010, Boralex a réalisé un gain de 0,8 M\$ sur la vente de la filiale qui détenait le parc éolien de Bel Air (France). Rappelons que ce parc avait été acquis en décembre 2009 dans le cadre de la transaction réalisée par Boralex afin d'acquérir des actifs éoliens totalisant 47 MW en France. Le principal objectif de cette transaction était d'intégrer les sites Ronchois et Le Grand Camp, totalisant 40 MW, au portefeuille éolien de Boralex. Pour sa part le parc de Bel Air d'une puissance installée de 7 MW ne cadrait pas avec la stratégie de développement éolien de la Société en Europe. Dans ce contexte, la direction de Boralex a jugé que l'offre d'achat reçue d'un tiers pour la vente de ce site représentait une alternative avantageuse pour Boralex et ses actionnaires.

#### **BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES**

Au cours de l'exercice 2010, Boralex a enregistré un bénéfice avant impôts de 10,6 M\$ en incluant les résultats du Fonds pour les trois mois et demi, et une perte avant impôts de 5,6 M\$ excluant ces derniers, comparativement à un bénéfice avant impôts de 29,0 M\$ en 2009. La Société a inscrit un recouvrement d'impôts de 12,7 M\$ par rapport à une charge d'impôts de 4,5 M\$ l'année précédente, dû au recouvrement d'impôts mentionné précédemment de 12,7 M\$ lié à la prise de contrôle du Fonds. Rappelons que, tenant compte des différentes juridictions où la Société poursuit actuellement ses activités d'exploitation et où elle œuvre à des projets de développement de 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.

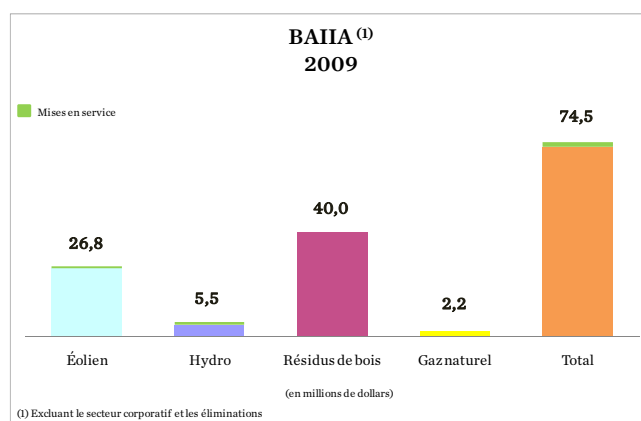
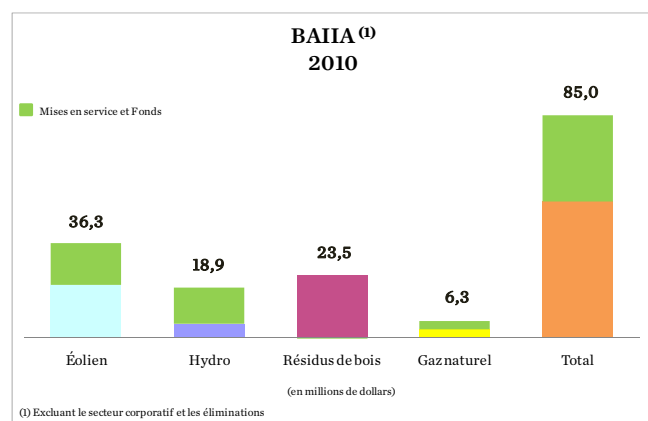
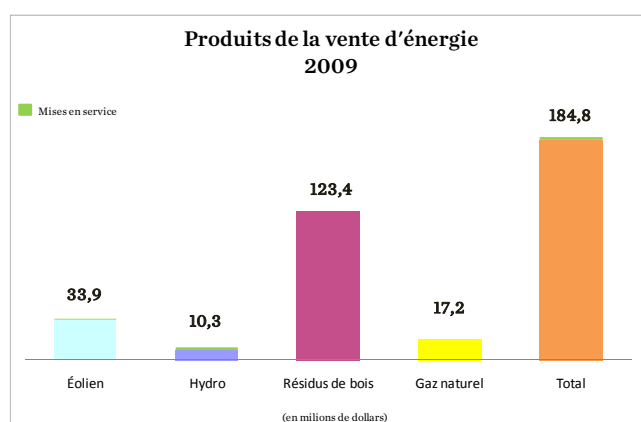
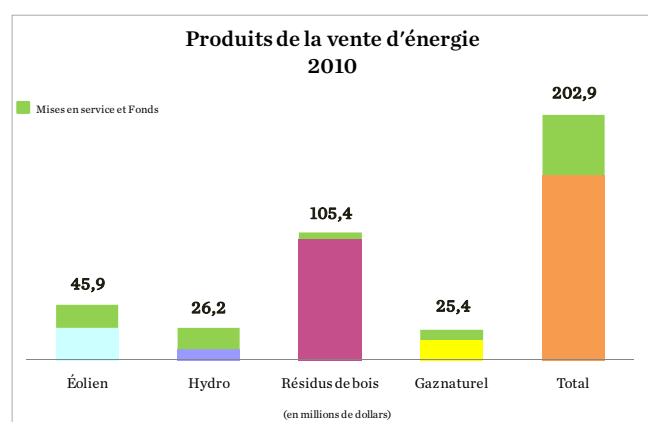
Par conséquent, Boralex a clos l'exercice 2010 avec un bénéfice net attribuable aux actionnaires de 23,1 M\$ ou 0,61 \$ de base et dilué par action, comparativement à un bénéfice net de 24,4 M\$ ou 0,65 \$ par action (de base et dilué) en 2009. Si l'on exclut les éléments spécifiques non récurrents favorables et défavorables des deux exercices comparatifs, Boralex affiche pour 2010 une perte nette ajustée de 1,1 M\$ ou de 0,03 \$ de base et dilué par action, comparativement à un bénéfice net ajusté de 14,2 M\$ ou 0,38 \$ par action (de base et dilué) en 2009.

## En résumé,

l'acquisition du Fonds a apporté une contribution positive significative aux résultats de Boralex pour les trois mois et demi de l'exercice 2010. Si l'on fait abstraction de la contribution du Fonds, des éléments spécifiques non liés aux activités courantes et de l'effet défavorable de la fluctuation des devises, le BAIIA lié à l'exploitation des centrales de Boralex n'a été que très légèrement inférieur à celui de l'année précédente en dépit d'un contexte d'affaires moins favorable qu'en 2009, incluant une conjoncture particulièrement difficile pour le secteur des résidus de bois et des conditions de vents moins bonnes en France. La performance de la Société a été soutenue principalement par la mise en service de nouveaux sites éoliens. Jumelés à l'intégration des dix centrales du Fonds, l'expansion récente et en cours du secteur éolien devrait continuer à favoriser un renforcement de la performance globale de la Société au cours des prochains trimestres et des prochains exercices.

## ANALYSE DES PERFORMANCES SECTORIELLES DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010

### RÉPARTITION SECTORIELLE



Au cours de l'exercice 2010, le secteur éolien a compté pour 22,6 % des produits consolidés de Boralex provenant de la vente d'énergie par rapport à 18,3 % en 2009. Il a également compté pour 42,6 % du BAIIA consolidé (avant les dépenses corporatives et les éliminations intersectorielles) par rapport à 36,0 % en 2009. Le poids accru du secteur éolien s'explique par des augmentations respectives de 35,4 % de ses produits et de 35,1 % de son BAIIA au cours de l'exercice 2010 comparativement à 2009, fruit de l'expansion récente de sa base d'actifs au Canada et en Europe.

La contribution du secteur hydroélectrique aux produits consolidés de Boralex est passée de 5,6 % en 2009 à 12,9 % en 2010, tandis que sa part du BAIIA consolidé est passée de 7,4 % à 22,4 %, en raison principalement de l'apport du Fonds et du recul du secteur des résidus de bois, ce qui témoigne de l'envergure et de la rentabilité des actifs hydroélectriques acquis du Fonds. La contribution de ce secteur, dont la taille a plus que triplé à la suite de l'acquisition, devrait connaître une augmentation significative pour l'ensemble de l'exercice 2011.

Le secteur des résidus de bois a compté pour 52,0 % des produits consolidés de Boralex, par rapport à 66,8 % en 2009, et pour 27,6 % du BAIIA consolidé par rapport à 53,7 % en 2009. Outre la croissance importante du secteur éolien, ces diminutions s'expliquent par des baisses de 23,3 % et de 40,7 % respectivement des produits et du BAIIA du secteur des résidus de bois (excluant le Fonds). Ces baisses sont dues principalement à la fluctuation des devises, à la fin du programme américain des crédits d'impôts, ainsi qu'à la diminution des prix de vente moyens de l'électricité et des RECs.

Enfin, la contribution aux produits consolidés du secteur du gaz naturel a été de 12,5 % comparativement à 9,3 % en 2009. Sa contribution au BAIIA consolidé est passée de 2,9 % en 2009 à 7,4 % en 2010. Mise à part la contribution de la centrale de Kingsey Falls pour les trois mois et demi de 2010, la rentabilité de la centrale au gaz naturel de Boralex a notamment bénéficié d'une diminution du coût de sa matière première.

Notons que l'acquisition du Fonds aura pour effet d'atténuer temporairement la part relative du secteur éolien au profit du secteur hydroélectrique. Toutefois, ceci ne devrait pas affecter la marge de BAIIA globale de Boralex, compte tenu des marges bénéficiaires élevées des centrales hydroélectriques appartenant anciennement au Fonds. À moyen terme, les importants projets éoliens présentement en cours de développement rétabliront la prédominance du secteur éolien dans les résultats de la Société.

**SITES ÉOLIENS**

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

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>33,9</b>	<b>26,8</b>
Mises en service <sup>(1)</sup>	19,0	16,0
Prix	0,1	0,1
Volume	(2,3)	(2,3)
Conversion des filiales autonomes	(4,6)	(3,6)
Autres	(0,2)	(0,7)
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>45,9</b>	<b>36,3</b>

(1) Construction du site Thames River au Canada et de trois parcs en France (Chasse Marée, Ronchois et Le Grand Camp), et expansion du site français Cham Longe.

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

Les résultats du dernier exercice reflètent les bénéfices de la stratégie d'expansion de Boralex dans le secteur éolien, qui est notamment devenu le plus important générateur de BAIIA de la Société en 2010.

Les produits du secteur éolien se sont chiffrés à 45,9 M\$, en hausse de 12,0 M\$ ou de 35,4 % sur ceux de l'exercice 2009. Si l'on fait abstraction de l'incidence défavorable de 4,6 M\$ de la hausse du dollar canadien par rapport à l'euro, c'est à 49,0 % que se chiffre la croissance des produits du secteur éolien en 2010 par rapport à 2009. Cette performance est presque entièrement attribuable aux produits additionnels de 19,0 M\$ générés par les nouveaux actifs éoliens mis en service depuis décembre 2009, dont 14,1 M\$ en provenance du Canada et 4,9 M\$ en provenance de la France. En ordre chronologique, ces mises en service sont les suivantes :

- la phase I de 40 MW du site éolien Thames River (Ontario) mise en service en décembre 2009 et janvier 2010 ;
- l'expansion de 4,5 MW du parc éolien de Cham Longe II (France) effective en février 2010 ;
- le parc éolien français Ronchois de 30 MW mis en service en août 2010 ;
- les sites éoliens français Le Grand Camp (10 MW) et Chasse Marée (9 MW), tous deux mis en service en octobre 2010 ; et
- la mise en service graduelle de la phase II de 50 MW de Thames River, dont 40 MW sont entrés en production commerciale entre le 27 octobre et le 31 décembre 2010 et 10 MW, le 27 janvier 2011.

La contribution de la phase I de Thames River pour la période presque complète de 12 mois fut le principal moteur de croissance des résultats du secteur éolien en 2010. Rappelons, à cet effet, que l'ensemble des actifs de 90 MW de Thames River bénéficie des avantages du programme *Advanced RESOP*, avec un tarif de 131 \$/MWh incluant un montant de 10 \$/MWh provenant du programme fédéral « écoÉNERGIE ». De plus, les taux d'utilisation et la performance des équipements de Thames River ont été, à ce jour, conformes ou supérieurs aux objectifs opérationnels et financiers de la direction.

Par contre, les centrales françaises existantes ont accusé un repli de 8,6 % de leur volume de production en 2010 en raison de conditions de vent moins bonnes qu'en 2009 et généralement inférieures à la normale, particulièrement au quatrième trimestre. Ceci a entraîné un manque à gagner de 2,3 M\$ au niveau des produits du secteur éolien pour l'exercice 2010. Au total, malgré les conditions éoliennes peu favorables en France, la production du secteur éolien s'est chiffrée à 377 392 MWh en 2010 (dont près de 43 % provenant des nouveaux sites) comparativement à 235 418 MWh en 2009, soit une augmentation de 60,3 %.

Au cours de l'exercice 2010, le BAIIA du secteur éolien a totalisé 36,3 M\$ comparativement à 26,8 M\$ en 2009. Il s'agit d'une hausse de 35,4 % en tenant compte de l'incidence négative de 3,6 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, et d'une hausse de 48,9 % à taux de change constants. Cette performance est essentiellement attribuable à la mise en service des nouveaux sites qui ont apporté une contribution de 16,0 M\$ au BAIIA sectoriel dont 12,3 M\$ en provenance du Canada, principalement de la phase I de Thames River, et 3,7 M\$ en provenance de la France.



Le prix de vente moyen a légèrement fléchi en France en raison de la baisse de l'indice des prix de la consommation auquel le prix de vente de l'électricité est indexé. Par contre, ceci a été largement compensé par l'augmentation du prix moyen obtenu par le site Thames River (phase I), lequel était en période d'essai et de rodage en décembre 2009. Ces variations de prix ont eu un effet favorable net de 0,1 M\$ sur le BAIIA.

Enfin, divers facteurs défavorables ont eu une incidence totalisant 0,7 M\$ sur le BAIIA de 2010, dont la diminution des ventes de certificats verts et l'augmentation de certaines dépenses.

Pour l'exercice 2010, la marge de BAIIA du secteur éolien par rapport à ses produits s'est chiffrée à 79,0 % comparativement à 79,1 % l'année précédente. Ceci est significativement plus élevé que la marge moyenne de BAIIA de l'ensemble des secteurs de Boralex, laquelle s'est chiffrée à 41,9 % en 2010. La direction de Boralex s'attend à une hausse de la marge bénéficiaire globale de Boralex à mesure que s'accroîtra le poids du secteur éolien dans la composition de ses produits au cours des prochaines années grâce à la réalisation des projets en cours.

#### ÉVÉNEMENTS RÉCENTS ET PROJETS EN DÉVELOPPEMENT

En date d'aujourd'hui, Boralex avec ses partenaires détiennent des contrats à long terme de vente d'électricité pour des projets éoliens totalisant 391 MW qui seront mis en service entre les mois de décembre 2013 et 2015.

Le développement, par le Consortium, des deux premiers projets éoliens de la Seigneurie de Beauré totalisant 272 MW se déroule selon les plans, en vue d'une mise en service en décembre 2013. Au cours de l'exercice 2011, le Consortium entend finaliser les principaux contrats avec ses fournisseurs et mettre en place le financement. Il est aussi prévu qu'une portion importante des travaux de construction des fondations et la majeure partie de ceux des routes seront réalisées cette année.

De plus, le 19 novembre 2010, le Consortium a acquis les droits d'un projet d'une puissance de 69 MW assorti d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec. Le Consortium est à définir les paramètres de ce futur parc éolien qui sera également érigé sur le site de la Seigneurie de Beauré, en vue d'une mise en service en décembre 2014. En plus de bénéficier des importants avantages qu'offre le site sur le plan éolien, environnemental et des infrastructures en place, le rendement de ce futur parc sera avantage par les synergies logistiques qui pourront être réalisées au moment de sa construction et de son exploitation ultérieure.

Toujours au Québec, Boralex s'est associée à deux MRC pour soumettre deux projets éoliens de 25 MW chacun dans le cadre d'un appel d'offres visant la mise en place d'une puissance éolienne de 250 MW issue de projets communautaires. Le 20 décembre 2010, les deux projets de Boralex ont été sélectionnés parmi un total de 12 projets retenus par Hydro-Québec. Le premier projet, développé en partenariat avec la MRC de Témiscouata, sera mis en service en décembre 2014. Le second, mené en partenariat avec la MRC de La Côte-de-Beauré, sera érigé sur les terres de la Seigneurie de Beauré pour être mis en service en décembre 2015. Ainsi, d'ici quelques années, le site exceptionnel de la Seigneurie de Beauré comptera une puissance éolienne installée contractée de 366 MW appartenant à Boralex et ses partenaires.

En Europe, Boralex œuvre à divers projets d'acquisition et de développement de sites éoliens, dont un projet de 20 MW, en Italie, qui pourrait faire l'objet d'une expansion ultérieure de 20 MW à 40 MW.

#### PERSPECTIVES

Au début de l'exercice 2010, le secteur éolien de Boralex regroupait une puissance éolienne installée et opérationnelle de 148 MW, dont 108 MW en Europe et 40 MW au Canada. Or, cette puissance atteint aujourd'hui 251 MW, dont 161 MW en Europe et 90 MW au Canada. Selon la direction de Boralex, cette augmentation de plus de 70 % de la base opérationnelle du secteur éolien en l'espace d'un an aura un effet important sur ses résultats en 2011. En plus de la pleine contribution de la phase I de 40 MW de Thames River, dont une partie des actifs était en période de rodage au début de 2010, la performance du secteur éolien en 2011 bénéficiera des ajouts suivants :

- la phase II de 50 MW du site éolien Thames River pendant pratiquement tout l'exercice 2011 par rapport à quelques semaines en 2010 ;
- le site Ronchois de 30 MW pour une période additionnelle de six mois par rapport à 2010 ;
- les sites Le Grand Camp et Chasse Marée, d'un total de 19 MW, pour une période additionnelle de neuf mois ; et
- l'expansion de 4,5 MW de Cham Longe pour un mois de plus qu'en 2010.

Rappelons que tous les actifs éoliens de Boralex, aussi bien en Europe qu'au Canada, bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme ainsi que de tarifs avantageux. En Amérique du Nord, la majeure partie des efforts de la Société au cours des trois prochains exercices sera consacrée à finaliser ses cinq projets totalisant 391 MW au Québec, dont 366 MW à la Seigneurie de Beauré, tout en cherchant activement les occasions d'acquiescer d'autres projets se trouvant à différents stades de développement. En Europe, Boralex entend valoriser au maximum son entente avec Cube et tirer avantage des opportunités qui lui permettraient d'intégrer au cours des deux prochaines années des actifs éoliens d'une puissance installée additionnelle d'environ 50 MW, opérationnelle ou en développement, principalement en France et en Italie.

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

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

### CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

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

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>10,3</b>	<b>5,5</b>
Impact des opérations du Fonds depuis le 15 septembre 2010	16,1	13,4
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Mise en service - Ocean Falls	0,8	0,4
Prix	0,3	0,3
Volume	(0,4)	(0,4)
Conversion des filiales autonomes	(0,8)	(0,4)
Autres	(0,1)	0,1
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>26,2</b>	<b>18,9</b>

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

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWH)*	Boralex		Fonds		Combiné	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Trimestres terminés les 31 décembre	47 661	41 017	172 719	-	220 380	41 017
Exercices terminés les 31 décembre <sup>(1)</sup>	141 549	145 303	186 741	-	328 290	145 303
Moyenne historique – trimestre	36 689	34 735	124 221	-	160 910	34 735
Moyenne historique annuelle	129 725	128 501	497 321	-	627 046	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.

(1) Cet élément représente la production du Fonds incluse dans les résultats de Boralex depuis son acquisition le 15 septembre 2010.

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

La performance du secteur hydroélectrique en 2010 par rapport à 2009 reflète principalement la contribution, pour les trois mois et demi de l'exercice 2010, des sept centrales du Fonds dont l'intégration a plus que triplé la puissance installée hydroélectrique de Boralex.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, les produits de ce secteur se sont chiffrés à 26,2 M\$ par rapport à 10,3 M\$ l'année précédente, cette augmentation étant attribuable à la contribution additionnelle de 16,1 M\$ générée par les centrales du Fonds entre le 15 septembre et le 31 décembre 2010. Excluant ces dernières, les produits des centrales hydroélectriques existantes de Boralex ont été légèrement inférieurs à ceux de l'année précédente, soit de 10,1 M\$. Ceci s'explique principalement par la hausse de la devise canadienne par rapport à la devise américaine, qui a eu pour effet de réduire de 0,8 M\$ les produits des centrales américaines de Boralex convertis en dollars canadiens.

À taux de change constants, les produits du secteur hydroélectrique de Boralex, excluant le Fonds, ont plutôt affiché une hausse de 5,8 % par rapport à 2009. Celle-ci est en majeure partie attribuable à la contribution de la centrale d'Ocean Falls (Colombie-Britannique) pour la totalité de l'exercice 2010 par rapport à neuf mois en 2009, ce qui a ajouté 0,8 M\$ aux produits sectoriels. Rappelons que cette centrale, acquise le 1<sup>er</sup> avril 2009, exploite actuellement 2 MW sur une puissance installée potentielle de 14,5 MW. La hausse des produits à taux de change constants a également bénéficié d'un effet de prix favorable de 0,3 M\$ résultant d'une augmentation de près de 8 % du prix de vente moyen obtenu par les centrales américaines.

À l'inverse, excluant le Fonds, les produits des centrales hydroélectriques de Boralex ont été affectés pour un montant de 0,4 M\$ par une baisse de 2,6 % du volume de production, lequel a totalisé 141 549 MWh en 2010 par rapport à 145 303 MWh en 2009. Cette baisse est attribuable aux conditions hydrauliques moins favorables au cours des neuf premiers mois de l'exercice 2010 par rapport à la même période en 2009, surtout dans le nord-est des États-Unis. Cependant, tel qu'il apparaît au tableau précédent, la production hydroélectrique de Boralex en 2010 a été supérieure d'environ 9 % à la moyenne historique annuelle. Il y apparaît également que le quatrième trimestre de 2010 a donné lieu à un volume de production nettement supérieur à celui de la même période en 2009 et significativement supérieur aux moyennes historiques, ce qui a permis de compenser en majeure partie le recul de la production enregistré aux États-Unis au cours des trimestres précédents.

Incluant les centrales du Fonds, le volume de production de Boralex a totalisé 328 290 MWh en 2010, soit plus du double du volume de 2009.

Pour l'exercice 2010, le secteur hydroélectrique a réalisé un BAIIA de 18,9 M\$, dont une part de 13,4 M\$ est attribuable à l'ajout des centrales du Fonds pour une période de trois mois et demi. Excluant ces dernières, le BAIIA des centrales de Boralex a été comparable à celui de 2009, soit de 5,5 M\$. Toutefois, excluant l'incidence des devises, le BAIIA a affiché une hausse de plus de 7 % à taux de change constants, grâce à la pleine contribution de la centrale d'Ocean Falls, à l'amélioration du prix de vente moyen obtenu par les centrales américaines et à la diminution de certaines dépenses. Ces facteurs ont plus que compensé pour la diminution du volume de production des centrales américaines.

À titre d'information, excluant les centrales du Fonds, la marge de BAIIA du secteur hydroélectrique par rapport à ses produits s'est établie à 54,5 % pour l'ensemble de l'exercice 2010 par rapport à 53,3 % en 2009. Incluant les centrales du Fonds pendant les trois mois et demi de 2010, la marge sectorielle de BAIIA s'est établie à 72,1 %.

### ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

En février 2011, Boralex et Hydro-Québec ont conclu une entente de principe sur le renouvellement du contrat de vente d'électricité de la centrale d'East Angus, d'une puissance installée de 2 MW, pour une période additionnelle de 20 ans et selon des termes intéressants pour Boralex. Rappelons que le contrat précédent de cette centrale avait été conclu en 1991 dans le cadre du programme APR d'Hydro-Québec et arrivait à échéance à la fin de 2010. Il s'agit du premier contrat à long terme de Boralex à avoir passé avec succès l'étape de la renégociation et du renouvellement avec Hydro-Québec.

### PERSPECTIVES

L'intégration des sept centrales hydroélectriques du Fonds pendant l'ensemble de l'exercice 2011 aura un effet considérable sur les résultats de ce secteur au cours du prochain exercice. À titre d'information, voici quelques renseignements clés permettant d'en estimer l'ampleur :

- pour l'ensemble de l'exercice 2010, les centrales hydroélectriques du Fonds ont réalisé des produits de 43,0 M\$, par rapport à 10,1 M\$ pour celles de Boralex ;
- au cours du même exercice, les centrales du Fonds ont réalisé un BAIIA de 35,3 M\$, représentant une marge bénéficiaire de 82,1 % par rapport à leurs produits, comparativement à un BAIIA de 5,5 M\$ et une marge bénéficiaire de 54,5 % pour les centrales de Boralex ;
- à la suite de l'acquisition du Fonds, la puissance installée du secteur hydroélectrique est passée de 40 MW (dont 27 MW sont actuellement en production) à 136 MW ; et
- la portion de la puissance installée bénéficiant de contrats de vente d'électricité est passée de 48 % (représentant moins de 20 MW) à 85 % (116 MW).

Ainsi, Boralex entreprend l'exercice 2011 avec une base hydroélectrique non seulement beaucoup plus large, mais génératrice de marges bénéficiaires accrues ainsi que de flux de trésorerie plus stables et prévisibles. Ce nouveau profil atténuera l'impact sur les résultats de ce secteur des facteurs d'ordre conjoncturel, en particulier, les fluctuations des prix de vente sur le marché libre des États-Unis qui suivent en grande partie celles du prix du gaz naturel.

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

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

**CENTRALES THERMIQUES À BASE DE RÉSIDUS DE BOIS**

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

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>123,4</b>	<b>40,0</b>
Impact des opérations du Fonds depuis le 15 septembre 2010	5,3	(0,2)
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Prix	(5,0)	(5,0)
Volume	(2,2)	(0,5)
RECs	(3,6)	(3,6)
Conversion des filiales autonomes	(12,2)	(3,6)
Primes de puissance	(0,7)	(0,7)
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	-	(12,6)
Coût des matières premières	-	8,3
Entretien	-	0,3
Autres	0,4	1,1
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>105,4</b>	<b>23,5</b>

**RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

Au cours de l'exercice 2010, ce secteur a réalisé des produits de 105,4 M\$ comparativement à 123,4 M\$ en 2009. Les deux centrales aux résidus de bois intégrées dans le cadre de l'acquisition du Fonds, soit celles de Dolbeau et Senneterre, au Québec, ont contribué des produits de vente d'électricité de 5,3 M\$ durant les trois mois et demi de l'année. Rappelons, à cet effet, que la centrale de cogénération de Dolbeau ne vend plus de vapeur depuis la fermeture définitive de l'usine papetière de son ancien client, AbitibiBowater (« ABI »), le 23 août 2010.

Excluant les deux centrales du Fonds, les centrales aux résidus de bois de Boralex, toutes situées aux États-Unis, ont enregistré des produits de la vente d'électricité de 100,1 M\$, en baisse de 23,3 M\$, soit de 18,9 % sur l'année précédente. Une partie de cette baisse s'explique par l'incidence défavorable de 12,2 M\$ liée à la fluctuation des devises canadienne et américaine. À taux de change constant, le repli des produits des centrales de Boralex a été de 9,0 %. Outre la fluctuation des devises, l'évolution des produits a été affectée par les principaux éléments défavorables suivants :

- un manque à gagner de 5,0 M\$ attribuable à une diminution de 10,2 % du prix de vente moyen (en \$US) des centrales en production. Cette diminution, qui a surtout affecté les résultats du premier semestre, s'explique par l'épuisement des avantages dérivés en 2009 grâce aux transactions de swaps financiers de vente d'électricité conclus en 2008, ainsi que par la faiblesse des prix sur le marché de l'électricité en Nouvelle-Angleterre. Bien qu'un léger raffermissement des prix au marché ait été observé dans la seconde moitié de 2010, ces derniers demeurent bien en deçà du niveau antérieur à 2009 ;
- une réduction de 3,6 M\$ des ventes de RECs qui ont totalisé 24,9 M\$ au cours de l'exercice 2010. Cette diminution est attribuable à une baisse de 28,1 % (en \$US) du prix de vente moyen, puisque le volume de RECs vendus par Boralex s'est, au contraire, accru de 21,5 % ;
- un effet de volume négatif de 2,2 M\$ lié au facteur prix, puisque le nombre de mégawatheures produit est demeuré sensiblement le même qu'en 2009, soit de 1 168 573 MWh ; et
- une diminution de 0,7 M\$ des primes de puissance.

Pour l'exercice 2010, le BAIIA du secteur des résidus de bois s'est chiffré à 23,5 M\$ comparativement à 40,0 M\$ en 2009. Les centrales du Fonds ont généré un BAIIA négatif de 0,2 M\$ attribuable à la centrale de Dolbeau. Quant au recul de 16,3 M\$, soit de 40,8 % du BAIIA des centrales américaines de Boralex, il s'explique en partie par les principaux éléments suivants :

- un manque à gagner de 12,6 M\$ attribuable à la fin du programme américain de crédits d'impôts à la production d'énergie, en décembre 2009 ;
- un effet de prix défavorable de 5,0 M\$ dû à la baisse des prix au marché de l'électricité et de l'épuisement des avantages dérivés l'année précédente des transactions de vente à terme à prix élevés (swaps financiers de vente d'électricité) réalisées en 2008 ;
- une incidence défavorable de 3,6 M\$ due à la fluctuation des devises ;
- une incidence négative de 3,6 M\$ attribuable à la diminution des ventes de RECs ;
- une diminution de 0,7 M\$ des primes de puissance ; et
- un effet de volume défavorable de 0,5 M\$.

Par contre l'impact de ces éléments a été atténué par une diminution de 8,3 M\$ du coût des matières premières à la faveur, notamment, des bénéfices de la stratégie d'approvisionnement en résidus forestiers mise de l'avant par Boralex aux États-Unis, des économies réalisées entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 30 avril 2010 dans le cadre du programme BCAP, offrant un avantage financier aux entreprises œuvrant dans la récolte et la transformation de résidus forestiers en énergie, et de la baisse des coûts de transport résultant de celle des prix du carburant. Le BAIIA du secteur en 2010 a aussi bénéficié d'une baisse de 0,3 M\$ des frais d'entretien et de certains autres facteurs favorables de moindre importance totalisant 1,1 M\$.

Excluant les centrales du Fonds, le secteur des résidus de bois a réalisé une marge de BAIIA correspondant à 23,7 % de ses produits par rapport à 32,4 % en 2009, cette diminution étant imputable à la terminaison du programme de crédit d'impôts en décembre 2009. Si l'on fait abstraction de cet élément, la marge bénéficiaire de l'exercice 2009 se serait chiffrée à 22,3 %, ce qui dénote que le secteur des résidus de bois de Boralex a maintenu, voire amélioré sa rentabilité opérationnelle en 2010 malgré des conditions de marché plus difficiles.

## ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

Le 27 octobre 2010, le *United States Department of Agriculture* a émis les nouvelles règles d'attribution relative au renouvellement du programme BCAP, introduit en décembre 2009 et suspendu en avril 2010. Entre autres, les nouvelles règles excluent certaines matières premières qui étaient permises dans la version précédente du programme. Ces restrictions n'affectent en rien la capacité des centrales de Boralex de participer au BCAP. Les retombées financières sont difficiles à quantifier pour l'instant puisque la durée du programme dépendra de l'ampleur de la demande par rapport au montant de l'enveloppe globale allouée par le gouvernement, cette information n'étant pas disponible à l'heure actuelle. Aussi, les efforts de réduction du déficit américain pourraient affectés le financement de ce programme.

En janvier 2011, Boralex a annoncé le renouvellement, à partir du 1<sup>er</sup> mars 2011 et ce, pour une période de deux ans, du contrat de vente d'électricité de la centrale de Fort Fairfield (Maine), selon des termes similaires à l'ancien contrat. Par ailleurs, Boralex poursuit ses démarches pour obtenir un contrat de vente pour sa centrale d'Ashland (Maine) dont les swaps financiers de prix d'électricité sont arrivés à échéance le 28 février 2011. Dans la mesure où les conditions suffisantes pour maintenir une opération rentable ne sont pas présentes, cette centrale demeurera fermée pour une période indéterminée.

Afin de palier la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie forestière du Québec depuis 2006, ce qui compromet la stabilité des approvisionnements en résidus forestiers des centrales québécoises acquises du Fonds, la centrale de Senneterre vient de compléter un programme d'investissement de 6,7 M\$ pour se doter d'un système lui permettant de récupérer, nettoyer et optimiser la valeur calorifique des écorces de vieilles piles sans endommager ses équipements. La centrale a ainsi sécurisé assez de matières premières pour s'assurer d'une exploitation stable en 2011, tout en réduisant certains coûts.

En janvier 2010, un projet de centrale aux résidus de bois de 35 MW, développé conjointement par Boralex, Pacific BioEnergy Corporation et TimberWest Forest Corporation, a fait l'objet d'une présélection dans le cadre du *BC Hydro's Phase II Biomass Call*. Si ce projet se réalise, la centrale serait érigée à Campbell River, sur l'île de Vancouver (Colombie-Britannique). Plusieurs conditions doivent être remplies avant la réalisation de ce projet, en particulier, l'obtention d'un contrat de vente d'électricité de 25 ans avec BC Hydro, un contrat d'approvisionnement en bois pour la même durée avec les partenaires de Boralex et la négociation d'un financement.

## PERSPECTIVES

L'ajout des deux centrales canadiennes du Fonds alimentées en résidus de bois, d'une puissance installée de 63 MW, aux six centrales américaines de Boralex, d'une puissance installée de 204 MW, ne devrait pas avoir un impact notable sur les résultats du secteur compte tenu de l'incertitude entourant la centrale de Dolbeau à long terme, ce qui fera passer la proportion contractée de la puissance installée du secteur de 18 % à 37 %. De plus, l'intégration des deux centrales canadiennes du Fonds aura pour avantage d'atténuer l'impact de la fluctuation des devises sur les résultats du secteur, comme ce fut particulièrement le cas au cours des deux derniers exercices.

À titre informatif, pour l'ensemble de l'exercice 2010, excluant la vente de vapeur de la centrale de Dolbeau interrompue depuis avril 2010, les centrales aux résidus de bois du Fonds ont généré des produits de 20,1 M\$ et un BAIIA de 4,6 M\$ (soit une marge bénéficiaire de 22,9 %), comparativement à des produits de 100,1 M\$ et un BAIIA de 23,7 M\$ (marge de 23,7 %) pour les centrales aux résidus de bois de Boralex.

*Centrales aux États-Unis :*

La direction de Boralex est prudente quant aux perspectives à court terme des centrales américaines, car bien qu'on observe un certain raffermissement des prix de vente de l'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis depuis quelques mois, la fragilité persistante de l'économie américaine demeure une source de préoccupation. En outre, le prix du gaz naturel demeure faible par rapport au cours affiché lors des récentes années, exerçant toujours une pression sur celui de l'électricité qui y est étroitement corrélé. Enfin, la valeur élevée du dollar canadien par rapport au dollar américain, si elle se maintient, continuera d'avoir un effet défavorable sur les résultats de ce secteur. Conformément à sa stratégie, Boralex continuera d'ajuster le volume de production de ses centrales alimentées aux résidus de bois en fonction des conditions du marché, ce qui lui confère une certaine flexibilité quant à la gestion de ses coûts. De plus, afin de sécuriser en partie le prix de vente moyen de ses centrales américaines, Boralex détient actuellement un contrat de swap d'électricité couvrant 35 400 MWh jusqu'en février 2011.

En ce qui a trait au marché des RECs, la direction de Boralex s'attend à une amélioration des prix au cours des prochains trimestres. Notons qu'en date du 22 février 2011, Boralex détient des engagements de ventes fermes de 7,2 M\$ US (7,2 M\$) pour des livraisons de RECs devant être effectuées d'ici le 31 décembre 2012. Malgré la situation économique actuelle, la direction de Boralex est d'avis que le marché des RECs présentera, au cours des prochaines années, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois puisque la législation prévoit une augmentation annuelle de la demande et que l'offre ne devrait pas suivre le même rythme.

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

*Centrales au Canada :*

Boralex s'attend au maintien de la performance de la centrale de Senneterre grâce, notamment, aux investissements effectués pour sécuriser son approvisionnement en matières premières. Par ailleurs, la situation difficile dans laquelle se trouve l'industrie forestière du Québec continue d'affecter la centrale de Dolbeau qui de plus, ne vend plus de vapeur. Cette centrale devrait être en mesure de produire de l'électricité à l'intention d'Hydro-Québec de novembre 2010 à avril 2011, période qui correspond à la pointe de la demande et au paiement des primes de puissance importantes.

**CENTRALES THERMIQUES DE COGÉNÉRATION AU GAZ NATUREL**

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

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>17,2</b>	<b>2,2</b>
Impact des opérations du Fonds depuis le 15 septembre 2010	8,8	3,4
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Prix	1,1	1,1
Volume	0,4	(0,1)
Quotas CO <sub>2</sub>	-	(0,5)
Conversion des filiales autonomes	(2,2)	(0,2)
Coût du gaz naturel	-	0,7
Autres	0,1	(0,3)
<b>EXERCICE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>25,4</b>	<b>6,3</b>

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Au cours de l'exercice 2010, les produits de la vente d'électricité et de vapeur de ce secteur ont totalisé 25,4 M\$ par rapport à 17,2 M\$ en 2009. La centrale du Fonds à Kingsey Falls (Québec) a contribué un montant de 8,8 M\$ aux produits sectoriels pendant les 3,5 derniers mois. Celle de Boralex située à Blendecques (France), a pour sa part réalisé des produits de 16,6 M\$ pour l'ensemble de l'exercice, comparativement à 17,2 M\$ en 2009, soit une baisse de 0,6 M\$ ou de 3,5 %. Par contre, excluant l'incidence négative de 2,2 M\$ attribuable à l'appréciation du dollar canadien face à l'euro, les produits de la centrale française auraient plutôt augmenté de 9,3 % à taux de change constant, sous l'effet conjugué d'une hausse du prix de la vapeur et d'un accroissement du volume de vapeur et d'électricité vendues, représentant des incidences favorables respectives de 1,1 M\$ et 0,4 M\$ sur les produits de la centrale.

Le BAIIA du secteur a totalisé 6,3 M\$ par rapport à 2,2 M\$ l'année précédente. De cette hausse de 4,1 M\$, un montant de 3,4 M\$ provient de la centrale de Kingsey Falls. Celle de Blendecques a réalisé un BAIIA de 2,9 M\$ en 2010, affichant une progression de 0,7 M\$ ou de 31,8 % sur l'exercice 2009 (croissance de 40,9 % à taux de change constant). Cette performance est principalement attribuable à deux principaux facteurs, soit la hausse du prix de vente de la vapeur qui a apporté 1,1 M\$ de plus au BAIIA de 2010, ainsi que les économies de 0,7 M\$ réalisées sur le coût de la matière première en raison de la diminution du prix du gaz naturel en France. Ces éléments ont plus que compensé pour la diminution de 0,5 M\$ des ventes de quotas excédentaires de CO<sub>2</sub>, et pour certains autres éléments défavorables de moindre importance.

## ÉVÉNEMENTS RÉCENTS

En 2010, la centrale de Kingsey Falls a mis en place deux nouveaux instruments financiers (« swaps ») dont l'un afin de fixer le prix d'achat du gaz naturel pour les deux prochaines années et l'autre pour indexer le prix de vente de la vapeur vendue à Cascades. Ces contrats sont valides jusqu'en novembre 2012, date d'échéance du contrat de vente d'électricité de cette centrale avec Hydro-Québec.

## PERSPECTIVES

À la suite de l'acquisition du Fonds, le regroupement de sa centrale canadienne de 31 MW alimentée en gaz naturel avec la centrale française de 14 MW de Boralex favorisera une croissance significative des revenus et des marges bénéficiaires de ce secteur en 2011. À titre informatif, pour l'ensemble de l'exercice terminé le 31 décembre 2010, la centrale de Kingsey Falls a généré des produits de 29,3 M\$ et un BAIIA de 12,4 M\$ (soit une marge bénéficiaire de 42,3 %), ce qui se compare à des produits de 16,6 M\$ et un BAIIA de 2,9 M\$ (marge de 17,5 %) pour la centrale française au gaz naturel de Boralex. Notons que le contrat de la centrale de Kingsey Falls se termine en décembre 2012.

### *Centrale en France :*

Depuis 2005, en raison des conditions du marché, cette centrale a exploité son équipement de cogénération pendant les cinq mois de la période d'hiver seulement, soit du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars. La direction prévoit que ce sera également le cas en 2011. La centrale au gaz naturel de Blendecques constitue néanmoins une source stable de profits et de flux monétaires pour Boralex étant donné, entre autres que les fluctuations de ses prix de vente sont généralement contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première. En ce qui concerne la vente de quotas de CO<sub>2</sub>, la direction s'attend à ce que le gouvernement français modifie prochainement les règles régissant les volumes permis d'émissions de CO<sub>2</sub> par les entreprises. Dans l'attente de ces changements, la centrale française préfère conserver ses quotas excédentaires.

### *Centrale au Canada:*

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

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

**ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU QUATRIÈME TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010**

Le tableau suivant présente les principaux écarts du bénéfice net :

	<i>Bénéfice net (en M\$)</i>	<i>Par action (en \$, de base)</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>14,7</b>	<b>0,39</b>
Impact des opérations du Fonds	0,8	0,02
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Variation du BAIIA	3,1	0,08
Amortissement	(3,4)	(0,09)
Perte de change	(0,3)	(0,01)
Perte nette sur instruments financiers	0,6	0,02
Frais de financement	(5,6)	(0,15)
Gain de dilution	(13,9)	(0,37)
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	(0,9)	(0,03)
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	3,1	0,08
Part des actionnaires sans contrôle	(0,3)	-
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>(2,1)</b>	<b>(0,06)</b>

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2010, Boralex a enregistré une perte nette de 2,1 M\$. Ceci représente une perte de 0,06 \$ de base par action. Le résultat de 2010 inclut un élément spécifique défavorable net de 0,7 M\$ (0,9M\$ avant impôts) représentant les frais encourus au quatrième trimestre dans le cadre de l'acquisition du Fonds, lesquels ont été portés en diminution du gain net réalisé au troisième trimestre en marge de cette transaction. Quant au bénéfice net de l'exercice 2009, il incluait deux éléments spécifiques, soit le gain sur dilution de 13,9 M\$ réalisé en décembre 2009 lors de la première injection de capital de Cube dans les opérations européennes de Boralex, et la quote-part de 4,1 M\$ (5,6 M\$ avant impôts) de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau effectuée au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

Excluant les éléments spécifiques des deux trimestres comparatifs de 2010 et 2009, Boralex a inscrit, au quatrième trimestre de l'exercice 2010, une perte nette ajustée de 1,5 M\$ ou 0,04 \$ de base par action, par rapport à un bénéfice net ajusté de 5,0 M\$ ou 0,13 \$ par action (de base et dilué) au même trimestre en 2009. Cet écart défavorable de 6,5 M\$ ou de 0,17 \$ par action (de base) du résultat net ajusté s'explique par trois principaux éléments, soit une hausse de 5,6 M\$ des frais de financement propres à Boralex en raison du développement de son secteur éolien et de l'émission de débetures convertibles en 2010, une hausse de 3,4 M\$ des amortissements ainsi qu'une baisse de 2,5 M\$ du BAIIA (excluant le Fonds). À l'inverse, le résultat net du quatrième trimestre de 2010 a bénéficié des éléments favorables suivants :

- une variation favorable de 4,3 M\$ du recouvrement d'impôts sur le bénéfice ; et
- l'apport de 0,8 M\$ du Fonds au bénéfice net de la période.



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

(en M\$)	<i>Produits de la vente d'énergie</i>	<i>BAIIA</i>
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2009</b>	<b>46,1</b>	<b>12,0</b>
Impact des opérations du Fonds	27,5	15,1
<i>Données relatives à Boralex :</i>		
Mises en service	8,8	7,3
Prix	1,3	1,3
Volume	(4,5)	(2,1)
RECs et certificats verts	(2,5)	(2,7)
Conversion des filiales autonomes	(3,1)	(1,4)
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	-	(3,3)
Coût des matières premières	-	0,2
Fonds de revenu Boralex énergie <sup>(1)</sup>	-	4,6
Autres	(0,6)	(0,8)
<b>TRIMESTRE TERMINÉ LE 31 DÉCEMBRE 2010</b>	<b>73,0</b>	<b>30,2</b>

(1) Représente les postes suivants aux résultats : *Parts des résultats du Fonds, Revenus de gestion du Fonds* et les charges de *Gestion et exploitation du Fonds*.

### PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE

Au cours de la période de trois mois terminée le 31 décembre 2010, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 73,0 M\$ comparativement à 46,1 M\$ à la même période en 2009. Excluant la contribution de 27,5 M\$ du Fonds, les produits attribuables à Boralex ont été de 45,5 M\$, accusant une légère baisse de 0,6 M\$ ou de 1,3 % sur l'année précédente. Nonobstant l'incidence défavorable de 3,1 M\$ attribuable à la hausse du dollar canadien par rapport à l'euro et au dollar américain, les produits de Boralex auraient affiché une augmentation de 5,4 % à taux de change constants. Celle-ci s'explique par les deux principaux facteurs suivants :

- les mises en service de sites éoliens totalisant une puissance installée de près de 143,5 MW entre le 8 décembre 2009 et le 31 décembre 2010. Ceux-ci ont apporté des produits additionnels de 8,8 M\$ dont 5,3 M\$ en provenance du Canada, surtout de la phase I de Thames River, et 3,5 M\$ provenant de la France ; et
- des revenus additionnels de 1,3 M\$ attribuables à une hausse de 3,5 % du prix de vente moyen pour l'ensemble des actifs de Boralex, principalement les prix de la vapeur et de l'électricité vendues par la centrale de cogénération de Blendecques (France), de même que le prix de vente moyen de la phase I de Thames River qui était en période d'essai et de rodage en décembre 2009. Les centrales américaines aux résidus de bois ont également bénéficié d'une amélioration du prix de vente au marché, de même que celles du secteur hydroélectrique.

Par contre, outre l'impact défavorable des taux de change, les produits de Boralex au quatrième trimestre ont été affectés par les deux principaux éléments suivants :

- un manque à gagner de 4,5 M\$ attribuable à une baisse du volume de production des centrales existantes de Boralex, lequel a totalisé 393 663 MWh au quatrième de l'exercice 2010 comparativement à 440 016 MWh à la même période de l'année précédente. Ce recul de 10,5 % est attribuable au secteur des résidus de bois et au secteur éolien en France. D'une part, Boralex a ralenti volontairement la cadence de production de ses usines américaines aux résidus de bois en raison de la faiblesse des prix de vente sur le marché et elle en a profité pour prolonger les travaux d'entretien d'automne de certaines d'entre elles. D'autre part, la France a connu des conditions climatiques extrêmes en décembre 2010 ce qui a multiplié les épisodes de givre en plus de rendre difficile l'accès à certains équipements, en particulier dans la région du Massif central. Par contre, ces éléments ont été en partie compensés par une hausse de 16,2 % de la production du secteur hydroélectrique de Boralex par rapport à l'année précédente et de 29,9 % par rapport à la moyenne historique en raison de conditions hydrauliques favorables, de même que par la bonne performance du site éolien Thames River I opérant depuis plus d'un an ; et
- une diminution de 2,5 M\$ des ventes de RECs et de certificats verts. Les prix au marché des RECs, en particulier, a chuté de 60,9 % (en \$US) au quatrième trimestre de 2010 par rapport à la même période en 2009. Cette baisse de prix a été partiellement compensée par une hausse de volume de 26,0 % de RECs vendus malgré la faiblesse des prix.

À titre d'information, la plupart des centrales du Fonds ont connu une bonne productivité au quatrième trimestre de 2010, en particulier les centrales hydroélectriques, qui ont accru leur volume de production de 17,3 %, et la centrale thermique de Senneterre qui a augmenté le sien de 24,7 % par rapport au quatrième trimestre de 2009. Ainsi, les produits générés par les anciennes centrales du Fonds ont affiché une croissance de l'ordre de 12,8 % en dépit de l'interruption de la production de vapeur par la centrale de Dolbeau depuis août 2010.

Incluant les centrales nouvellement acquises par Boralex ainsi que les actifs mis en service au cours de 12 mois précédents, Boralex a produit un total de 746 261 MWh au quatrième trimestre de 2010 par rapport à 440 016 MWh au même trimestre de 2009, soit une hausse de 69,6 %.

#### AUTRES PRODUITS

La quasi-disparition des autres produits s'explique par la consolidation des produits autrefois perçus auprès du Fonds depuis la prise de contrôle effective, le 15 septembre 2010. Les autres revenus de 0,1 M\$ enregistrés au quatrième trimestre 2010 représentent des honoraires de gestion perçus auprès d'une tierce partie.

#### BAIIA

Le BAIIA consolidé (réel et ajusté) du quatrième trimestre de 2010 s'est chiffré à 30,2 M\$ comparativement à un BAIIA ajusté de 17,6 M\$ à la même période en 2009, excluant la quote-part de Boralex de la dévaluation d'immobilisations de la centrale de Dolbeau au quatrième trimestre de 2009. De l'augmentation de 12,6 M\$ du BAIIA ajusté entre les quatrièmes trimestres de 2009 et 2010, le Fonds a contribué pour un montant de 15,1 M\$. Ceci représente un ajout net de 14,1 M\$ si l'on déduit l'apport de 1,0 M\$ (excluant l'élément spécifique de 2009) comptabilisé au quatrième trimestre de l'exercice 2009 sous la rubrique *Part de Boralex dans les résultats du Fonds*. Rappelons que les résultats du Fonds sont dorénavant consolidés à 100 % dans ceux de Boralex pour le quatrième trimestre de 2010.

Excluant l'addition nette de 14,1 M\$ apportée par le Fonds au BAIIA de Boralex, le BAIIA ajusté propre à Boralex s'est chiffré à 16,1 M\$, par rapport à 17,6 M\$ en 2009. Nonobstant l'incidence défavorable de 1,4 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, la rentabilité de Boralex aurait donc été comparable à celle de l'année précédente. Les principaux facteurs favorables suivants ont joué en faveur de Boralex :

- la contribution additionnelle de 7,3 M\$ au BAIIA apportée par les nouveaux sites éoliens de la Société. Cette contribution augure d'autant plus positivement pour les prochains trimestres que la phase II de Thames River n'a contribué que très partiellement aux résultats du quatrième trimestre ;
- une contribution additionnelle de 1,3 M\$ provenant de la hausse des prix de vente discutée précédemment ; et
- une réduction de 0,2 M\$ du coût des matières premières.

Ces facteurs positifs ont compensé en presque totalité les éléments défavorables suivants :

- le manque à gagner de 3,3 M\$ attribuable à l'échéance, en décembre 2009, du programme américain des crédits d'impôts à la production d'énergie renouvelable ;
- l'incidence négative de 2,7 M\$ attribuable à la diminution des ventes de RECs, jumelée à une légère hausse des frais de vente directs de ces derniers aux États-Unis ;
- l'effet de volume négatif de 2,1 M\$ ; et
- divers autres éléments de moindre importance totalisant 0,8 M\$, dont une diminution des primes de puissance.

À titre d'information, ce sont les centrales hydroélectriques du Fonds qui ont contribué le plus fortement au BAIIA, affichant une hausse de 10 % de leur bénéfice d'exploitation par rapport au quatrième trimestre de 2009. La centrale de cogénération au gaz naturel de Kingsey Falls a aussi apporté une bonne contribution. Par contre, la contribution des deux centrales thermiques aux résidus de bois a été légèrement négative, soit de l'ordre de 0,2 M\$, puisque le bénéfice produit par la centrale de Senneterre n'a pas tout à fait compensé la perte subie par celle de Dolbeau. Soulignons, toutefois, que ces deux centrales ont amélioré leur performance par rapport au quatrième trimestre de 2009. Enfin, toujours à titre d'information, les centrales du Fonds ont dégagé une marge bénéficiaire de 55,1 % de leurs produits, par rapport à une marge bénéficiaire de 33,2 % pour Boralex (excluant les résultats du Fonds depuis le 15 septembre 2010).

#### AMORTISSEMENT, PERTE DE CHANGE, PERTE NETTE SUR INSTRUMENTS FINANCIERS ET FRAIS DE FINANCEMENT

La dépense d'amortissement du quatrième trimestre s'est chiffrée à 16,1 M\$ comparativement à 6,7 M\$ en 2009. Excluant l'amortissement des centrales du Fonds, au montant de 6,1 M\$, les frais d'amortissement de Boralex ont augmenté de 3,3 M\$ en raison des investissements effectués au cours des derniers trimestres dans le secteur éolien, plus précisément, la mise en service de la phase I de Thames River et les nouveaux sites éoliens français. Toutefois, la hausse de la dépense d'amortissement a été atténuée par une diminution de l'amortissement des actifs situés aux États-Unis et en Europe en raison de l'appréciation du dollar canadien vis-à-vis le dollar américain et l'euro par rapport au quatrième trimestre de 2009.

Boralex a enregistré une perte de change de 2,7 M\$ au cours du trimestre, par rapport à une perte de change de 1,3 M\$ l'année précédente. Cette perte de change est générée par la réduction de l'investissement net dans les filiales américaines lorsque des sommes sont rapatriées au Canada. Par ailleurs, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 0,4 M\$ cette année par rapport à une perte nette 0,9 M\$ en 2009. La variation défavorable nette de ces deux éléments a donc été de 0,9 M\$.

Les frais de financement ont été 11,0 M\$ au quatrième trimestre de 2010 (9,8 M\$ en excluant les dettes acquises du Fonds), ce qui se compare à des frais de financement de 3,5 M\$ à la même période de l'année précédente. Notons que les frais de financement du quatrième trimestre de l'exercice 2009 incluaient un montant de 1,1 M\$ lié au programme de monétisation des crédits d'impôts américains à la production d'énergie renouvelable, lequel a pris fin en décembre 2009. Excluant cet élément, ainsi que les résultats du Fonds, les frais de financement de Boralex ont affiché une augmentation de 7,4 M\$ entre les quatrièmes trimestres des exercices 2009 et 2010, en raison de l'émission de débentures convertibles et du recours à de nouvelles dettes au cours des 12 derniers mois dans le cadre des divers projets de développement éolien de la Société, notamment la mise en service de la phase I de Thames River et celle des nouveaux sites éoliens français. Cependant, la hausse des frais de financement a été atténuée par l'incidence favorable qu'a eue l'appréciation du dollar canadien sur la dépense d'intérêt relative à la dette libellée en euros.

#### **GAIN NET SUR DISPOSITION PRÉSUMÉE DE PLACEMENT DANS LE FONDS**

Au quatrième trimestre de 2010, Boralex a encouru des frais additionnels de 0,9 M\$ avant impôts dans le cadre de l'acquisition du Fonds. Ces frais ont été portés en diminution du gain net réalisé au troisième trimestre en marge de cette transaction.

#### **BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS, CHARGE (RECouvreMENT) D'IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES**

Au quatrième trimestre, Boralex a enregistré une perte avant impôts de 1,0 M\$ en incluant l'impact de l'acquisition du Fonds et une perte avant impôts de 7,0 M\$ excluant les résultats du Fonds depuis le 15 septembre 2010. La perte avant impôts des activités propres à Boralex s'explique par les baisses de volume de production et certains autres éléments conjoncturels qui ont fait en sorte que la hausse du BAIIA n'a pu absorber en entier celle des frais d'amortissement et de financement résultant de l'expansion de la Société.

Boralex a inscrit un recouvrement d'impôts de 1,9 M\$ par rapport à un recouvrement d'impôts de 1,3 M\$ au quatrième trimestre de 2009. La répartition des bénéfices (pertes) avant impôts par juridictions qui ont des taux d'impositions différents explique l'écart entre les deux périodes ainsi que le traitement fiscal non imposable du gain sur dilution du quatrième trimestre de 2009.

Par conséquent, Boralex a terminé le quatrième trimestre avec un bénéfice net attribuable aux actionnaires de 0,5 M\$ ou 0,01 \$ de base et diluée par action et un bénéfice net ajusté de 1,1 M\$ ou 0,03 \$ de base et diluée par action. Ces résultats se comparent à un bénéfice net attribuable aux actionnaires de 14,7 M\$ ou de 0,39 \$ par action (de base et dilué) au même trimestre en 2009, et un bénéfice net ajusté de 5,0 M\$ ou 0,13 \$ par action (de base et dilué).

---

**En résumé,** **au quatrième trimestre de 2010, malgré la contribution positive du Fonds et un BAIIA opérationnel légèrement meilleur que l'année précédente pour les activités propres à Boralex, la rentabilité nette de la Société a été affectée par la hausse de la charge d'amortissement et de financement résultant de l'importante expansion de sa base d'actifs depuis un an, jumelée à des facteurs conjoncturels défavorables incluant des conditions météorologiques extrêmes pour le secteur éolien en France et la faiblesse des conditions de marché pour le secteur des résidus de bois aux États-Unis. La pleine contribution des nouveaux sites éoliens de Boralex à partir de 2011, jumelée à celle du secteur hydroélectrique provenant du Fonds, permettra une meilleure absorption des frais généraux fixes, donc, une rentabilité accrue au cours des prochains trimestres.**

---

## ANALYSE DES PRINCIPAUX FLUX DE TRÉSORERIE DU TRIMESTRE ET DE L'EXERCICE TERMINÉS LE 31 DÉCEMBRE 2010

### ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2010, la marge brute d'autofinancement de Boralex s'est chiffrée à 13,2 M\$ ou 0,35 \$ par action, par rapport à 11,3 M\$ ou 0,30 \$ par action au même trimestre en 2009. Faisant abstraction des éléments non monétaires des deux périodes comparatives, dont le gain sur dilution et les crédits d'impôts à l'énergie renouvelable en 2009, ainsi que les amortissements des deux années, cette hausse s'explique par l'augmentation du BAIIA provenant principalement de l'ajout des centrales du Fonds, diminué des distributions reçues de ce dernier l'année précédente. L'augmentation du BAIIA ajusté a ainsi pallié la hausse de frais financiers et des impôts exigibles. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a produit des liquidités de 6,0 M\$ (13,3 M\$ en 2009). La variation s'explique par une diminution des stocks de 1,3 M\$ et des frais payés d'avance de 1,3 M\$ et par une augmentation des impôts à payer de 3,1 M\$. L'augmentation des créditeurs a été compensée par la diminution des débiteurs. Par conséquent, les activités d'exploitation du quatrième trimestre de 2010 ont généré une entrée de fonds totale de 19,2 M\$ (24,6 M\$ l'année précédente).

Pour l'ensemble de l'exercice 2010, la marge brute d'autofinancement de Boralex a totalisé 37,0 M\$ ou 0,98 \$ par action, par rapport à 47,4 M\$ ou 1,26 \$ par action en 2009. Cette diminution s'explique en majeure partie par la variation des impôts exigibles, les frais encourus dans le cadre de l'offre d'acquisition du Fonds et l'augmentation des frais de financement. La variation des éléments hors caisse du fonds de roulement a généré des liquidités de 5,4 M\$ (13,4 M\$ en 2009) et s'explique par une augmentation des impôts à payer de 4,1 M\$, une diminution des stocks de 1,7 M\$ et des frais payés d'avance de 0,8 M\$. L'augmentation des débiteurs de 18,1 M\$ a été compensée partiellement par l'augmentation des créditeurs de 17,0 M\$. Par conséquent, les activités d'exploitation de l'exercice 2010 ont produit des flux de trésorerie totalisant 42,4 M\$ par rapport à 60,8 M\$ à la même période l'année précédente.

### ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les activités d'investissement du quatrième trimestre 2010 ont requis des fonds totaux nets de 30,9 M\$ (74,2 M\$ en 2009), déduction faite de l'utilisation d'une tranche de 19,1 M\$ de l'encaisse affectée au développement de Thames River II au Canada, et de certaines autres entrées de fonds totalisant 0,5 M\$, représentant essentiellement les remboursements effectués par des fournisseurs de résidus forestiers sur les broyeurs financés par Boralex. Les investissements du quatrième trimestre de 2010 furent affectés principalement à la poursuite des projets éoliens et solaires de la Société. En voici une description plus détaillée :

- un montant de 49,2 M\$ alloué à l'achat de nouvelles immobilisations corporelles, incluant 41,6 M\$ dans le secteur éolien, principalement pour la mise en service de la phase II de Thames River, 4,6 M\$ dans le développement du premier parc solaire de la Société en France, 2,6 M\$ dans le secteur des résidus de bois, en particulier pour le développement du nouveau procédé de manutention et de traitement des résidus de bois de la centrale de Senneterre décrit précédemment, et le reste, réparti entre les autres secteurs ; et
- un montant de 1,3 M\$ alloué à divers projets en développement, principalement ceux de la Seigneurie de Beaupré.

Pour l'ensemble de l'exercice 2010, Boralex a effectué des investissements au montant total net de 241,4 M\$ (156,1 M\$ en 2009). Ces investissements se détaillent comme suit :

- un montant de 187,0 M\$ alloué à l'achat de nouvelles immobilisations corporelles, incluant 175,2 M\$ dans le secteur éolien dont 105,1 M\$ au Canada et le reste en France, 5,1 M\$ dans le secteur solaire, 5,0 M\$ dans le secteur des résidus de bois et 2,4 M\$ dans le secteur hydroélectrique ;
- un montant de 38,8 M\$ en espèces dédié à la prise de contrôle du Fonds ;
- un montant de 2,1 M\$ représentant la balance du prix d'achat des droits de développement des sites éoliens de Thames River ;
- un montant net de 15,9 M\$ investi dans l'encaisse affectée presque exclusivement à la construction de la phase II de Thames River (50 MW) en Ontario ; et
- un montant de 2,0 M\$ en projets de développement, principalement sur la Seigneurie de Beaupré au Québec.

À l'inverse, Boralex a perçu les montants suivants :

- un montant de 2,7 M\$ composé essentiellement des remboursements effectués par des fournisseurs de résidus forestiers sur les broyeurs financés par la Société ;
- un produit de 0,9 M\$ sur la disposition du parc éolien de Bel Air, en France ; et
- un montant de 0,9 M\$ représentant la variation des fonds de réserve, principalement en relation avec les travaux d'amélioration de la centrale d'Ocean Falls.

En ce qui a trait à la transaction ayant mené à l'acquisition du Fonds, la Société a acquis 45 % des parts du Fonds le 15 septembre 2010 pour lesquelles elle a déboursé 52,9 M\$ en espèces et 79,3 M\$ en débetures convertibles. De plus, elle a déboursé 5,3 M\$ en espèces et 8,0 M\$ en débetures convertibles pour les 4,5 % de parts additionnelles acquises le 28 septembre. Finalement, en date du 1<sup>er</sup> novembre 2010, elle a déboursé 32,4 M\$ en espèces et 48,6 M\$ en débetures convertibles pour acquérir le solde de 27 % des parts de fiducie. De plus, au moment de la prise de contrôle effective, le Fonds avait un solde d'encaisse de 19,4 M\$. Donc, la contrepartie nette versée en espèces a totalisé 71,2 M\$ (nette des liquidités de 19,4 M\$ appartenant au Fonds). Une partie de ces déboursés est présentée dans la section *Activités de financement*, soit 32,4 M\$ qui représente la portion déboursée après la prise de contrôle effective.

#### ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Les activités de financement du quatrième trimestre ont utilisé des liquidités nettes de 36,5 M\$. La Société a remboursé 6,7 M\$ de sa dette à long terme et versé 1,6 M\$ en distributions aux porteurs minoritaires de parts du Fonds entre le 1<sup>er</sup> octobre et le rachat complet des parts en date du 1<sup>er</sup> novembre 2010. À l'inverse, elle a augmenté sa dette à long terme et ses emprunts et avances bancaires d'un montant total de 4,0 M\$ et perçu un produit de 0,1 M\$ sur l'émission d'actions, soit la conversion d'option d'actions. De plus, elle a déboursé 32,4 M\$ pour acquérir le solde de 27 % des parts de fiducie du Fonds qui n'avaient pas encore été déposées en date du 30 septembre 2010, tel que mentionné précédemment.

Pour l'ensemble de l'exercice 2010, les activités de financement de Boralex ont produit des fonds nets de 254,6 M\$ (contre 75,7 M\$ en 2009). Dans le cadre de la transaction ayant mené à l'acquisition du Fonds, Boralex a émis des débetures convertibles au montant total de 245,2 M\$, incluant l'attribution excédentaire exercée par les preneurs, dont un montant de 109,3 M\$ (103,9 M\$ net des frais de financement) qui représente la portion de l'émission qui a eu un impact sur la trésorerie.

En ce qui a trait au financement des opérations de Boralex, la Société a augmenté sa dette à long terme d'un montant de 192,6 M\$, net des remboursements effectués sur la dette à long terme au cours de l'année. Elle a également remboursé 12,1 M\$ d'emprunts et avances bancaires. Mise à part l'émission de débetures convertibles, la majeure partie des activités de financement de l'exercice 2010 est liée à l'entente conclue en mars 2010 avec un consortium de compagnies d'assurance-vie canadiennes afin de financer la phase II du site éolien Thames River, d'une puissance installée de 50 MW, et de refinancer la phase I de 40 MW du même site, déjà en exploitation. Le montant total du financement s'est élevé à 194,5 M\$, ce qui représente environ 74 % de l'investissement total, incluant les frais de financement initiaux, les intérêts payables durant la période de construction, le fonds de roulement et les contingences. Le prêt est structuré en deux tranches soit un prêt à terme de 186,0 M\$ destiné à payer les coûts de construction et un prêt rotatif de 8,5 M\$ servant à couvrir temporairement les déficits potentiels liés au paiement de liquidités générés par le projet. Grâce à l'augmentation du levier financier sur la phase I du projet, Boralex a été en mesure de compléter la phase II sans y ajouter d'investissement en équité. Le prêt est amorti sur une période de 21 ans, à un taux de 7,05 % pour la durée complète du prêt. Depuis sa mise en place en mars 2010, Boralex a tiré 186,0 M\$ de ce nouveau financement.

Au cours de l'exercice 2010, la Société a aussi tiré 78,4 M\$ (58,9 M€) sur ses facilités de crédits disponibles en Europe pour le développement et les travaux de mise en service des sites éoliens Cham Longe II, Ronchois, Le Grand Camp et Chasse Marée. Le 31 décembre 2010, le financement cadre de 265 M€ mis en place en 2007 avec BNP Paribas afin de financer des projets éoliens en France est arrivé à terme. En date du 31 décembre 2010, un montant de 144,2 M€ (192,1 M\$) était dû par la Société en regard à ce financement cadre, payable d'ici 2022. La Société a décidé de ne pas renouveler ce véhicule afin d'explorer d'autres options de financement. En 2010, elle a conclu un financement de 15,6 M€ dans le cadre de son projet solaire en France. Boralex a tiré 3,2 M\$ (2,4 M€) de ce nouveau financement. Par ailleurs, Boralex a remboursé un montant de 5,0 M\$ sur la balance du prix d'achat de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls, en plus d'effectuer ses paiements réguliers sur ses autres emprunts. Le solde de prix de vente de cette centrale, au montant de 9,0 M\$, est dû pour avril 2011. La Société étudie les alternatives pour financer cette somme.

De plus, l'augmentation de la part des actionnaires sans contrôle s'explique par la souscription de nouveau capital au montant de 5,7 M\$ par Cube, l'actionnaire minoritaire dans les opérations européennes de Boralex, qui a ainsi augmenté sa participation de 16 % à 20 % en juillet 2010. Le rachat d'actionnaires sans contrôle de 32,4 M\$ et 1,8 M\$ s'explique respectivement par un montant alloué à la finalisation de l'acquisition de la totalité des parts de fiducie du Fonds et un autre pour le rachat des intérêts minoritaires dans le site éolien Cham Longe II (4,6 MW) en France.

Enfin, la fluctuation du dollar canadien face à l'euro et au dollar américain a réduit de 0,7 M\$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au cours de l'exercice 2010. L'ensemble des mouvements de trésorerie décrits précédemment a donc généré des liquidités totales nettes de 54,8 M\$. Par conséquent, celles-ci se chiffraient à 92,7 M\$ au 31 décembre 2010, par rapport à 37,8 M\$ au 31 décembre 2009.

---

**En résumé, les mouvements de fonds de l'exercice 2010 reflètent :**

- **la capacité d'autofinancement significative de Boralex, qui sera renforcée encore davantage grâce à l'acquisition du Fonds ;**
- **sa volonté d'accentuer son leadership dans la production d'énergie renouvelable en Amérique du Nord et en Europe par l'acquisition et le développement d'actifs énergétiques de grande qualité, notamment dans les secteurs éolien, hydroélectrique et bientôt, solaire ; et**
- **son succès à obtenir du financement afin de mener à bien ses projets, ce qui atteste de la qualité de ces derniers et témoigne de la capacité à développer et à livrer des projets selon les échéances et coûts prévus.**

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

---

**SITUATION FINANCIÈRE AU 31 DÉCEMBRE 2010**

L'évolution des principaux postes du bilan entre les 31 décembre 2009 et 2010 reflète principalement :

- la consolidation des postes du bilan du Fonds à la suite de sa prise de contrôle par Boralex en date du 15 septembre 2010 ;
- le financement de l'acquisition des parts du Fonds ;
- les activités d'investissement et de financement liées à l'expansion du secteur éolien ; et
- l'impact de la fluctuation du dollar canadien en relation avec le dollar américain et l'euro.

Voici un extrait condensé des bilans consolidés :

Aux 31 décembre (en M\$)	<b>2010</b>	2009
<b>ACTIF</b>		
Actif à court terme	203,5	89,1
Placement	–	55,5
Immobilisations corporelles	810,7	413,6
Contrats de vente d'énergie	100,7	49,0
Écart d'acquisition	70,7	–
Autres actifs à long terme	47,7	56,6
Actif à long terme	1 029,8	574,7
	<b>1 233,3</b>	<b>663,8</b>
<b>PASSIF</b>		
Passif à court terme	96,4	65,8
Dette à long terme	479,5	206,1
Débtentures convertibles	220,8	–
Provision pour étalement des loyers	3,0	–
Impôts futurs	47,9	37,2
Juste valeur des instruments financiers dérivés	10,8	7,6
Passif à long terme	762,1	250,9
	<b>858,6</b>	<b>316,7</b>
<b>CAPITAUX PROPRES DES ACTIONNAIRES</b>		
Capital-actions	222,9	222,7
Composante équité des débtentures convertibles	19,5	–
Surplus d'apport	5,5	4,3
Bénéfices non répartis	184,7	159,9
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(66,8)	(46,9)
	<b>365,8</b>	<b>340,0</b>
Part des actionnaires sans contrôle	8,9	7,1
Capitaux propres totaux	374,7	347,1
	<b>1 233,3</b>	<b>663,8</b>

**ACTIF**

En date du 31 décembre 2010, l'actif total de Boralex se chiffrait à 1 233,3 M\$ comparativement à 663,8 M\$ au 31 décembre 2009, soit une hausse de 569,5 M\$ ou de 85,8 %. Celle-ci s'explique en bonne partie par l'inclusion de l'actif du Fonds, lequel totalisait 365,2 M\$ à la date de la prise de contrôle. L'actif à court terme de Boralex a plus que doublé entre les 31 décembre 2009 et 2010, pour se chiffrer à 203,5 M\$ au terme de l'exercice 2010. Outre l'inclusion de l'actif à court terme du Fonds, cette augmentation s'explique par l'effet sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que sur l'encaisse affecté, en date du 31 décembre 2010, de la portion non encore utilisée du financement conclu en mars 2010, ainsi que des flux générés par l'exploitation de Boralex depuis le début de l'exercice et par les centrales du Fonds depuis le 15 septembre 2010. De plus, le 26 janvier 2011, dans le cadre du litige qui l'oppose à ABI, Boralex a annoncé la réception de 784 796 actions de cette dernière. Cette compensation a été versée à la suite du règlement partiel d'une réclamation totale de 126,6 M\$ négociée à 82,9 M\$, dans le cadre du C-36 d'ABI. Dans le bilan de Boralex en date du 31 décembre 2010, un montant afférent de 21,5 M\$ a été inscrit au poste *Actif financier disponible à la vente*. Le 1<sup>er</sup> février, Boralex a cédé ces actions sur le marché et encaissé un produit de 20,8 M\$. Une fois que l'ensemble des réclamations déposées par des tiers contre ABI aura été résolu par les tribunaux, Boralex pourrait recevoir des distributions additionnelles sous forme d'actions.

L'actif à long terme a augmenté de 455,1 M\$ ou de 79,2 % pour totaliser 1 029,8 M\$ au 31 décembre 2010 en raison principalement de l'achat de nouvelles immobilisations corporelles liées à la mise en service de nouveaux sites dans le secteur éolien, ainsi que de l'inclusion des actifs à long terme du Fonds.

#### FONDS DE ROULEMENT

Au 31 décembre 2010, le fonds de roulement de Boralex se chiffrait à 107,1 M\$ pour un coefficient de 2,11:1, comparativement à 23,3 M\$ et un coefficient de 1,35:1 au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique par l'accroissement de la trésorerie et équivalents de trésorerie ainsi que de l'encaisse affectée mentionné précédemment, jumelé à l'inclusion des comptes débiteurs du Fonds et à l'inscription de l'effet à recevoir d'ABI décrit précédemment, le tout net, d'une augmentation de 30,6 M\$ du passif à court terme. Les comptes créditeurs et charges à payer, en particulier, se sont accrus de 29,9 M\$ en raison des sommes dues à des fournisseurs dans le cadre des projets de construction du secteur éolien et de l'inclusion des comptes créditeurs et charges à payer du Fonds.

#### DETTE TOTALE ET CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2010, la dette totale de la Société, incluant la dette à long terme et sa portion à court terme, les emprunts et avances bancaires, ainsi que la composante « dette » des débetures convertibles, se chiffrait à 734,6 M\$ par rapport à 242,7 M\$ au 31 décembre 2009, en raison des principaux éléments suivants :

- l'émission de débetures convertibles dans le cadre de la transaction de prise de contrôle du Fonds, dont la composante « dette » s'élève à 220,8 M\$ au 31 décembre 2010 ; et
- une augmentation nette de 283,2 M\$ de la dette à long terme (incluant sa partie à court terme) résultant du financement du site éolien Thames River discuté à la rubrique précédente ainsi que des tirages effectués sur les facilités de crédit européennes pour financer les divers projets éoliens menés en France, le tout, net des remboursements de dettes de la période. Notons également que la dépréciation de l'euro par rapport au dollar canadien entre les 31 décembre 2009 et 2010 a eu pour effet de diminuer d'environ 19,3 M\$ le montant de la dette à long terme de Boralex en Europe. Soulignons, à cet égard, qu'au 31 décembre 2009, 73 % 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 40 % en date du 31 décembre 2010.

Par contre, les emprunts et avances bancaires ont diminué de 12,1 M\$ au courant de l'exercice 2010. En déduisant de la dette totale la trésorerie et les équivalents de trésorerie ainsi que l'encaisse affectée, l'endettement total net (excluant les frais de financement reportés) s'établissait à 626,0 M\$ au 31 décembre 2010 comparativement à 204,9 M\$ au 31 décembre 2009. Par ailleurs, les capitaux propres totaux ont augmenté de 27,6 M\$ entre les 31 décembre 2009 et 2010, passant de 347,1 M\$ à 374,7 M\$. Cette hausse s'explique principalement par le bénéfice net de 23,1 M\$ de l'exercice 2010 et la composante « équité » de 19,5 M\$ des débetures convertibles.

Ainsi, le coefficient d'endettement total net excluant les débetures convertibles par rapport à la capitalisation aux livres, soit la somme de l'endettement total net et des capitaux propres, est passé de 37,8 % au 31 décembre 2009 à 40,8 % au 31 décembre 2010.

Compte tenu du cours boursier du titre de Boralex, qui était de 8,11 \$ au 31 décembre 2010, le ratio de la dette totale nette sur la valeur d'entreprise se situait à 42,9 % à cette date, comparativement à 36,5 % au 31 décembre 2009 alors que la valeur de l'action était de 9,70 \$.



## PERSPECTIVES

Outre l'addition des centrales du Fonds, la direction prévoit que la croissance des résultats d'exploitation de Boralex au cours de l'exercice 2011 sera générée par l'expansion récente du secteur éolien. Les perspectives des différents secteurs d'exploitation de Boralex pour l'exercice 2011 sont décrites en détail à la rubrique *Analyse des performances sectorielles de l'exercice terminé le 31 décembre 2010* de ce rapport de gestion. Le texte qui suit présente un résumé des perspectives sectorielles, ainsi que celles de l'ensemble de la Société.

### SECTEUR ÉOLIEN

La puissance installée et opérationnelle de ce secteur s'est accrue de 133 % au cours des 18 derniers mois, passant de 108 MW à 251 MW. De ces ajouts, près de 100 MW ont été mis en service à compter d'août 2010. La pleine contribution de ces actifs, à partir de 2011, aura un effet bénéfique important sur la performance de Boralex. Rappelons en outre que tous les nouveaux sites éoliens, à l'instar des sites déjà en opération, bénéficient de contrats à long terme de vente d'électricité à un prix de vente moyen supérieur au prix moyen actuel de Boralex.

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

### SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE

Le plein effet de l'intégration des sept centrales du Fonds se fera sentir dès l'exercice 2011. Ces actifs de haute qualité, dont l'ajout a plus que triplé la taille du secteur hydroélectrique de Boralex, sont tous dotés de contrats de vente à long terme et possèdent une solide fiche de route en termes de rentabilité et de génération de flux monétaires. D'ailleurs, les marges de BAIIA de ces centrales s'apparentent à celles du secteur éolien. Leur contribution aura un effet stabilisateur sur la performance du secteur hydroélectrique, dont la proportion contractée de sa puissance installée vient de passer de 48 % à 85 %, et dont les résultats seront moins exposés à la fluctuation des devises canadienne et américaine.

Capitalisant sur son expertise de 20 années dans ce domaine, Boralex vise à faire croître son secteur hydroélectrique à moyen terme, notamment en Colombie-Britannique et au Québec.

### SECTEUR THERMIQUE AUX RÉSIDUS DE BOIS

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

Cependant, la direction est confiante quant aux perspectives de ce secteur à plus long terme. Dans le cadre du programme d'optimisation de sa performance complété en 2009, ce secteur a réussi à réduire ses risques, diminuer ses coûts, développer des sources de revenus récurrents, stabiliser son approvisionnement et se positionner de façon proactive pour tirer avantage de la législation américaine en matière de production d'énergie renouvelable, dont le programme BCAP qui a été renouvelé récemment. Quant au marché des RECs, malgré la situation économique actuelle, la direction de Boralex est d'avis qu'il présentera, jusqu'en 2020, un potentiel intéressant de revenus et de profits récurrents pour son secteur des résidus de bois.

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

La Société participe, en partenariat avec Pacific BioEnergy Corporation et TimberWest Forest Corporation, au *BC Hydro's Phase II Biomass Call* en y soumettant un projet de 35 MW situé à Campbell River sur l'île de Vancouver (Colombie-Britannique). Plusieurs conditions doivent être remplies avant la réalisation de ce projet, soit l'obtention d'un contrat à long terme de 25 ans, la sécurisation d'un approvisionnement en bois pour la même durée et la négociation d'un financement.

### SECTEUR THERMIQUE AU GAZ NATUREL

Le regroupement de la centrale canadienne de 31 MW du Fonds alimentée en gaz naturel avec la centrale française de 14 MW de Boralex favorisera la croissance des revenus et des profits de ce secteur à court terme. En effet, le contrat de vente de la centrale de Kingsey Falls arrivera à échéance en 2012. Boralex évaluera les scénarios possibles en temps et lieu en fonction des besoins futurs d'Hydro-Québec. Pour les deux prochaines années, du moins, Boralex pourra bénéficier de la contribution importante et stable de cette unité de production, d'autant plus qu'elle vient de se doter de contrats de couverture de ses prix de vente de la vapeur et d'achat du gaz naturel jusqu'en novembre 2012.

En ce qui a trait à la centrale de Boralex en France, quelles que soient les conditions du marché, cette unité de production constitue également une source relativement stable de profits et de flux monétaires pour Boralex, puisque les fluctuations de ses prix de vente sont contrebalancées par des fluctuations inverses du coût de sa matière première, comme on l'a vu au cours de deux derniers exercices.

#### SECTEUR DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Boralex œuvre actuellement à la construction d'un site de production d'énergie solaire dans le sud de la France. Les nouvelles infrastructures d'une puissance installée potentielle de 4,5 MW utiliseront la technologie des panneaux photovoltaïques et l'électricité sera vendue à EDF en vertu d'un contrat de 20 ans. La Société vise à mettre ces actifs en service vers le milieu de l'exercice 2011.

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 développement des technologies solaires a pour effet depuis quelques années d'abaisser le coût de ces équipements et d'en améliorer le rendement. Boralex entend reproduire dans le secteur solaire le succès qu'elle connaît depuis 2002 dans le secteur éolien en France et possiblement au Canada. Entre autres, des projets totalisant 40 MW sont actuellement à l'étude en France.

#### OBJECTIF : 1 000 MW DE PUISSANCE

À la suite de l'acquisition du Fonds et de la mise en service de ses nouveaux actifs éoliens, Boralex a terminé l'exercice 2010 avec une puissance installée de 700 MW, dont une part de 73 % assortie de contrats de vente à long terme à prix indexés. Avec plus de 400 MW de projets actuellement en développement avec ses partenaires, l'objectif stratégique de Boralex de 1000 MW de puissance en opération et/ou contractée est ainsi presque atteint.

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

---

**En résumé, comme elle l'a toujours fait, Boralex continuera de faire preuve de rigueur et de discipline dans ses projets d'investissement et dans la gestion de ses actifs en vue de maximiser et de sécuriser la génération de profits d'exploitation de ses 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 2010, le capital-actions de Boralex consistait en 37 765 139 actions de catégorie A émises et en circulation (37 740 921 au 31 décembre 2009) et 2 451 244 débiteures convertibles. En date du 31 décembre 2010, le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 547 696, dont 879 077 pouvant être levées.

Entre le 31 décembre 2010 et le 11 mars 2011, 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.

**OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS**

Le 30 août 2010, la Bourse de Toronto a accepté le dépôt de l'avis d'intention de Boralex de procéder, à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2010 et jusqu'au 31 août 2011, à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« Offre de rachat ») relativement à ses actions de catégorie A. Les actions achetées en vertu de l'Offre de rachat seront annulées.

L'Offre de rachat permettra à Boralex d'acquérir jusqu'à 250 000 actions de catégorie A, représentant approximativement 0,66 % des 37 740 921 actions de catégorie A alors émises et en circulation. Au cours des 12 derniers mois, aucune action de catégorie A n'a été rachetée par Boralex dans le cadre de l'Offre de rachat.

La moyenne quotidienne des opérations liées aux actions de catégorie A était de 40 003 à la Bourse de Toronto au cours des six derniers mois civils complétés. Conséquemment, Boralex est autorisée, lors des jours de bourse, à acheter jusqu'à 25 % de la moyenne quotidienne des opérations liées aux actions de catégorie A, soit 10 000 actions de catégorie A. Tous les achats seront effectués par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto et conformément à ses exigences.

Boralex estime que cette Offre de rachat lui donnera la possibilité de racheter des actions pour contrebalancer la dilution découlant de l'émission des actions de catégorie A en vertu du régime d'options d'achat d'actions. De plus, Boralex estime que le cours des actions qui font l'objet de cette offre de rachat ne reflète pas toujours la valeur desdites actions et que le rachat constitue une excellente occasion d'augmenter la valeur pour les actionnaires.

**INSTRUMENTS FINANCIERS****RISQUE DE MARCHÉ**

Au 31 décembre 2010, la Société avait un swap financier d'électricité conclu pour des livraisons totalisant 35 400 MWh, prenant fin le 28 février 2011. Tous les swaps financiers d'électricité au 31 décembre 2010 ont été désignés à des fins de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures d'électricité, et leur juste valeur favorable s'élevait à 0,7 M\$ (0,7 M\$ US).

En 2010, pour stabiliser le coût d'approvisionnement de gaz naturel, la Société a conclu un contrat de couverture pour couvrir les besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls du 1<sup>er</sup> novembre 2011 au 30 novembre 2012. Ce contrat couvre pour 13 mois le prix de la molécule du gaz naturel et son transport. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 2,5 M\$ au 31 décembre 2010.

En 2010, afin de stabiliser partiellement le prix de vente de la vapeur produite par la centrale de Kingsey Falls, la Société a conclu un contrat de couverture pour fixer sur 50 % des besoins l'index de prix de vente de la vapeur vendue à Cascades. Ce contrat couvre une période de deux ans, soit du 1<sup>er</sup> décembre 2010 au 30 novembre 2012. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 0,1 M\$ au 31 décembre 2010.

Tous ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

**RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT**

En date du 31 décembre 2010, environ 37 % 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 4 % de la dette totale. Au 31 décembre 2010, le solde notionnel de ces swaps était de 181,6 M\$ (136,3 M€) et leur juste valeur défavorable s'établissait à 8,2 M\$ (6,2 M€).

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

## RISQUE DE TAUX DE CHANGE

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

En particulier, une part de ses matières premières consommées dans ses centrales américaines alimentées en résidus de bois est libellée en dollars canadiens. À cet égard, la Société a conclu au cours de l'exercice 2009, des contrats de vente à terme 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 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. 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.

Dans le cadre des projets de la Seigneurie de Beupré pour lequel le fournisseur de turbines est également européen, la Société a conclu en 2010, un contrat à terme qui lui permet de fixer un déboursé de 5,0 M€, prévu en 2011 pour l'achat de turbines, à environ 1,3848 dollar canadien par euro acheté. La comptabilité de couverture a été appliquée par la Société à ce contrat de change, de sorte que les gains et pertes découlant de la variation de juste valeur de la partie efficace de cet élément de couverture sont présentés dans les AÉRÉ jusqu'à la date d'achat des immobilisations sous-jacentes. Le coût d'acquisition de ces dernières sera alors ajusté de ce montant.

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

Dans le cadre du site éolien Thames River en Ontario, le fournisseur de turbines est européen, ce qui implique qu'une partie de ces achats est réglée 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 des contrats à terme qui lui ont permis de fixer le taux de change sur l'ensemble des achats de turbines à environ 1,4382 et 1,5372 dollar canadien par euro acheté pour la phase I et la phase II respectivement. Tous ces contrats sont venus à échéance avant le 31 décembre 2010 et ces sommes totalisant 3,6 M€ se trouvent ainsi dans l'encaisse au bilan.

## OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Avant l'acquisition du Fonds, la Société, par le biais d'une de ses filiales à part entière, était liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 15 septembre 2010, ces ententes de gestion et d'administration ont généré 4,4 M\$ (5,9 M\$ en 2009), tandis que la part des résultats du Fonds a représenté une perte de 3,3 M\$ (2,1 M\$ en 2009). Finalement, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 4,5 M\$ (9,6 M\$ en 2009).

Une centrale de Boralex, située en France, vend de la vapeur à une division française de Cascades, une société ayant une influence notable sur Boralex dont elle détient 35 % du capital-actions. Pour l'exercice 2010, les produits provenant de cette division se sont élevés à 10,2 M\$ (10,1 M\$ en 2009).

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 2010, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,5 M\$ (0,5 M\$ en 2009).

La centrale au gaz naturel située à Kingsey Falls a un contrat de vente de vapeur avec Cascades. Depuis le 15 septembre 2010, la date d'acquisition du Fonds, les produits provenant de Cascades se sont élevés à 4,3 M\$.

## ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

### OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

(en M\$)	Paiements					
	Total	2011	2012	2013	2014	2015+
Dettes à long terme et crédits-baux	523,3	34,0	22,2	98,9	62,2	306,0
Contrats d'achat, d'approvisionnement et d'entretien ( <i>h,i,j</i> )	67,5	24,0	17,4	3,7	4,2	18,2
Contrats de location de terrains ( <i>k,l,m,n</i> )	36,0	1,8	1,8	1,9	1,5	29,0
Autres obligations ( <i>p</i> )	0,8	0,8	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>627,6</b>	<b>60,6</b>	<b>41,4</b>	<b>104,5</b>	<b>67,9</b>	<b>353,2</b>

### CONTRATS DE VENTE D'ÉNERGIE

- a) Aux États-Unis, en vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2027 la totalité de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique Middle Falls.

Le 28 février 2011, l'entente à long terme de la centrale alimentée en résidus de bois de Fort Fairfield est venue à échéance. En date du 1<sup>er</sup> mars 2011, une nouvelle entente de vente d'électricité pour cette centrale a été conclue pour une période de deux ans.

Pour les centrales hydroélectriques américaines Hudson Falls et South Glens Falls, la Société s'est engagée à vendre sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme échéant en 2034 et 2035. Ces contrats prévoient des tarifs contractuels pour la majorité de la production d'électricité. La structure de prix est établie ainsi :

	Hudson Falls \$ US/MWh	South Glens Falls \$ US/MWh
2011 - 2017	86,14 – 80,58	88,69 – 86,65
2018 - 2024	48,27	86,65
2025	48,27	121,79 ou marché <sup>(1)</sup>
2026 et après	56,28 ou marché <sup>(1)</sup>	121,79 ou marché <sup>(1)</sup>

- (1) Le client possède une option de choisir le prix du marché en remplacement du prix contractuel jusqu'au terme de son contrat, en 2025 pour la centrale de South Glens Falls et en 2026 pour la centrale de Hudson Falls.

- b) Pour les centrales canadiennes, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats à long terme échéant de 2012 à 2031. Ces contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). Cependant, en vertu des contrats à long terme, à l'exception de deux centrales, le taux d'indexation ne devrait pas être plus bas que 3 % ni plus élevé que 6 %.
- c) Pour les centrales en France, la Société s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats à long terme échéant de 2013 à 2025. Ces contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution d'indices relatifs au coût horaire du travail et aux activités de l'industrie.
- d) La production de vapeur des centrales de Kingsey Falls, (Québec) et de Blendecques (France) est vendue à Cascades, en vertu de contrats à long terme échéant en 2012 et 2022.
- e) 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 22 février 2011, le solde de ces engagements totalisait environ 7,2 M\$ (7,2 M\$ US) (24,9 M\$ et 23,8 M\$ US en 2009), pour les exercices 2011 et 2012.
- f) Le 25 juin 2008, la Société a conclu deux contrats de vente d'électricité pour une puissance totale de 272 MW en électricité avec Hydro-Québec, relativement aux parcs éoliens de la Seigneurie de Beupré. Pour ce projet, la Société s'est associée à Gaz Métro et chaque partenaire 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.

### CONTRATS D'ACHATS, D'APPROVISIONNEMENT ET D'ENTRETIEN

- g) 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 minimales. Selon les prévisions de production, la Société achètera des quantités au-delà des minimums contractuels.
- h) Dans le cadre des projets éoliens en France et au Canada, la Société a conclu des contrats d'entretien dont certains sont clé-en-main avec des fournisseurs tel que Enercon, GE Wind Energy, Nordex et Qcells. Les contrats ont des durées initiales entre cinq et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés totaux de 32,0 M\$ dont environ 2,8 M\$ payable en 2011.
- i) Dans le cadre des projets éoliens en Ontario et en France, la Société a conclu des nouveaux contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements nets est de 18,5 M\$, soit 12,5 M€ et 1,5 M\$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2011 (127,8 M\$ au 31 décembre 2009). Une portion du montant à payer en euros a été partiellement couvert grâce à des contrats de change à terme.

- j) La Société s'est engagé à acheter environ 90 % des besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls en vertu d'un contrat d'approvisionnement signé en 1995 et échéant en 2012. Le prix initial du gaz naturel fixé en 1995 était de 1,75 \$ par gigajoule ; ce prix est indexé annuellement jusqu'en novembre 2011 selon l'évolution de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Au cours de la dernière année du contrat, le prix du gaz naturel livré sera égal au prix du marché, majoré d'une prime de 3 %. En juillet 2010, la Société a conclu une entente d'approvisionnement pour couvrir ses besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls du 1<sup>er</sup> novembre 2011 au 30 novembre 2012. Ce contrat couvre pour 13 mois le prix de la molécule de gaz naturel et pour 12 mois son transport. Les déboursés totaux relativement à ce contrat s'élèvent à environ 17,1 M\$ incluant le gaz et le transport à la centrale.

#### CONTRATS DE LOCATION DE TERRAINS

- k) 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 (« NMPC ») en vertu d'un bail échéant en 2027. En 2010, le loyer a été de 0,4 M\$ (0,4 M\$ US) (0,4 M\$ et 0,4 M\$ US en 2009) 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.
- l) Pour l'exploitation de Thames River, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de 27 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 0,6 M\$, soit environ 0,014 M\$ par éolienne.
- m) 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 0,5 M\$ (0,4 M€).
- n) En ce qui concerne certaines de ses centrales hydroélectriques situées au Canada, la Société est lié par des conventions de location de l'emplacement des centrales ainsi que des droits relatifs à l'utilisation de la force hydraulique, nécessaires à l'exploitation de celles-ci. En vertu de ces conventions, venant à échéance de 2013 à 2020, la Société paie un loyer basé sur le niveau de production d'électricité.

La Société loue à NMPC le terrain sur lequel sont situées ses installations hydroélectriques américaines. Les baux viennent à échéance à l'expiration des contrats de vente d'électricité conclus avec NMPC. Les charges locatives relatives aux paiements de loyers non conditionnels sont constatées selon une formule linéaire en fonction du loyer moyen sur la durée des baux.

En raison de l'impossibilité d'en établir les montants avec certitude, le total des paiements de loyers minimaux futurs de la centrale de South Glens Falls, dans l'état de New York, n'inclut pas les loyers conditionnels des exercices compris entre la 26<sup>e</sup> et la 40<sup>e</sup> année du bail, inclusivement. Les charges locatives pour ces exercices sont établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts. En outre, les baux accordent à NMPC un droit de préemption à l'égard de l'acquisition des installations hydroélectriques à la juste valeur marchande à la fin du bail. Les baux obligent également la Société à transférer le titre des installations hydroélectriques, en cas d'abandon pendant la durée du bail, et oblige NMPC à acheter et la Société à vendre les installations hydroélectriques à la fin de la durée du bail, au moindre de la juste valeur marchande ou de 10 M\$ US (centrale de Hudson Falls) et 5 M\$ US (centrale de South Glens Falls).

Le total des paiements minimaux futurs exigibles en vertu de ces baux au 31 décembre 2010, excluant les loyers conditionnels de la centrale de South Glens Falls, s'établit comme suit :

(en milliers de dollars)

2011	274
2012	289
2013	305
2014	321
2015	338
Par la suite	9 837

#### AUTRES

- o) Le 27 juillet 2009, le Conseil d'État, dernière instance d'appel en France, a maintenu la décision d'annuler le permis de construction de l'extension du site d'Avignonet-Lauragais composé 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. Une demande de régularisation de permis de construction est actuellement en cours d'instruction auprès des instances compétentes.
- p) 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 M\$ afin de mener à terme des travaux d'entretien sur le barrage et de moderniser certaines installations. Au 31 décembre 2010, un montant de 2,3 M\$ avait été versé (0,9 M\$ du 31 décembre 2009).

- q) Les centrales hydroélectriques situées au Québec sont sujettes à l'application de la Loi sur la sécurité des barrages et son règlement qui affecteront graduellement certains ouvrages hydroélectriques de la Société. Il est à noter que la centrale de St-Lambert, qui est conforme au 31 décembre 2010, n'est pas prise en considération puisqu'elle est située sur la Voie Maritime du St-Laurent et que cette loi ne lui est pas applicable. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages devront se conformer à certains critères définis dans cette loi. L'application de cette loi devrait se faire de façon graduelle. Lorsque les recommandations proposées par la Société seront acceptées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, un calendrier sera établi en tenant compte de l'urgence relative des travaux.

La centrale de Buckingham a fait l'objet d'un rapport préliminaire sur les travaux qui seraient requis pour se conformer à cette loi, notamment afin d'améliorer la capacité d'évacuation du barrage, de préserver l'intégrité de la centrale et les impacts potentiels sur la population locale en cas de crue importante. Cette étude avance que des investissements d'environ 14 M\$ seront nécessaires. En ce qui concerne les installations aux autres centrales, la Société prévoit que des investissements de 0,5 M\$ seront requis pour se conformer à cette loi.

- r) Suite à la poursuite déposée le 30 août 2010 et en réaction au jugement rendu le 28 octobre 2010, O'Leary Funds Management L.P. et al. a déposé une procédure amendée en Cour supérieure du Québec le 11 janvier 2011. Cette procédure allègue l'illégalité du regroupement d'entreprise intervenue le 1<sup>er</sup> novembre 2010 entre Boralex et le Fonds et recherche en conclusion le paiement de dommages-intérêts s'élevant à près de 14 M\$.

La Société considère cette procédure non fondée en fait et en droit et se défendra vigoureusement. En conséquence, la Société n'a enregistré aucune provision à l'encontre de ce litige.

## **FACTEURS DE RISQUE ET INCERTITUDES**

### **EFFETS DU CLIMAT**

En raison de la nature des activités de la Société, son bénéfice 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 les actifs hydroélectriques 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 d'un bassin hydrologique donné. Les écarts annuels par rapport à la moyenne à long terme pourraient être considérables.

### **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 faire varier la production de cette centrale ainsi que les produits d'exploitation et la rentabilité de la Société.

### **APPROVISIONNEMENT EN MATIÈRE PREMIÈRE**

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 pour 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 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 les centrales nécessitent un temps d'arrêt plus long que prévu aux fins d'entretien et de réparations ou subissent 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. 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**

Les centrales hydroélectriques situées au Québec sont assujetties à l'application de la Loi sur la sécurité des barrages et son règlement qui affecteront graduellement certains ouvrages hydroélectriques de la Société. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages devront se conformer à certains critères définis dans cette loi. La mise en œuvre de cette loi devrait se faire de façon graduelle. Lorsque les recommandations proposées par la Société seront acceptées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, un calendrier sera établi en tenant compte de l'urgence relative des travaux. La conséquence d'une rupture 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 importantes. 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 importantes. En conclusion, une rupture de barrage pourrait 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 est un facteur critique sur la stabilité des profits. 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 et retenir des dirigeants expérimentés 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 d'équipement 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 DE L'ÉNERGIE**

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 met en œuvre de temps à autre 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 de vente 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.

**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 2010, seulement 4 % 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 le financement supplémentaire puisse être obtenu, ni qu'il puisse l'être selon des modalités raisonnables. Si le mode 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 et d'investissements 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 et l'achat d'éoliennes, en euros. En ce qui a trait à la conversion des devises dans le cas des filiales étrangères de la Société, seulement 20 de ses 46 centrales sont situées au Canada, tandis que 13 se trouvent aux États-Unis, et 13 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.

**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

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 bénéficiaires 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.

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 et à l'énergie, 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 de 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.

La centrale de Hudson Falls bénéficie présentement d'un surplus de débit d'eau d'environ 500 pieds cubes par seconde provenant d'une exemption de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. Cette exemption a été renouvelée au début de 2011 pour une période additionnelle de cinq ans ou jusqu'à ce que des travaux d'assainissement effectués par un tiers soient complétés. En effet, si cette exemption devait être retirée ou échue, la production de cette centrale pourrait être réduite d'environ 8 % ou 16 000 MWh par rapport aux tendances historiques.

## 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.

## DIVERSIFICATION SECTORIELLE ET GÉOGRAPHIQUE

La Société bénéficie d'une certaine diversification au niveau des types d'énergie produite. Cette diversification est reflétée dans les produits d'exploitation de l'entreprise et le BAIIA. De plus, d'un point de vue géographique, la répartition du BAIIA entre les différentes régions est satisfaite et s'améliorera avec la mise en service de projets au Canada au cours des prochaines années. Il est à noter que la Société ne s'expose à aucune conséquence financière significative advenant un ralentissement important de l'un ou l'autre de ses secteurs d'activités, à l'exception du secteur biomasse.

## UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE LIÉE 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. Celles-ci sont revues de façon périodique et si des ajustements sont nécessaires, ils sont portés aux résultats lorsqu'ils sont déterminés.

Les estimations importantes utilisées par la Société concernent surtout les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation des actifs à long terme 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 gaz naturel, les coûts futurs d'approvisionnement en résidus de bois ainsi que la durée de vie résiduelle des actifs de production, compte tenu des entretiens planifiés sur la période.

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

En ce qui concerne le coût des résidus de bois, celui-ci ne fait pas partie d'un marché organisé. Les achats sont négociés sur la base d'ententes spécifiques avec chacun des fournisseurs. La plupart des contrats sont renouvelables sur une base annuelle et donc les prix sont sujets à être modifiés. L'hypothèse de coût des résidus de bois utilisée dans nos modèles repose sur les prix contractuels négociés pour la prochaine année, indexés selon l'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 par exemple par des avancements technologiques qui rendraient cette méthode de production moins concurrentielle. Donc, les données prévisionnelles contiennent suffisamment de frais d'entretien pour assurer que la durée de vie des centrales se poursuivra au minimum jusqu'à la fin de l'horizon des prévisions.

## MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

### REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES, ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

En janvier 2009, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« 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<sup>er</sup> janvier 2011 ou après cette date. Toutefois, l'adoption anticipée de ces normes est permise. Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, Boralex a adopté ces normes.

Le chapitre 1582 remplace l'ancien chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », et établit des normes pour la comptabilisation d'un regroupement d'entreprises. Selon la nouvelle norme, dans un regroupement d'entreprises, l'acquéreur doit comptabiliser à la juste valeur la plupart des actifs acquis et des passifs repris, y compris les actifs et passifs éventuels, et doit comptabiliser et évaluer l'écart d'acquisition acquis dans le regroupement d'entreprises ou le gain résultant d'une acquisition. Les frais connexes à l'acquisition doivent être comptabilisés en charges. L'adoption du chapitre 1582 n'a pas affecté de façon significative les états financiers publiés antérieurement à cette date, mais a affecté et affectera la comptabilisation des acquisitions subséquentes à la date d'adoption. Il constitue l'équivalent canadien de la norme internationale d'information financière IFRS 3, « Regroupements d'entreprises ».

Les chapitres 1601 et 1602 remplacent l'ancien chapitre 1600, « États financiers consolidés ». Le chapitre 1601 reprend les lignes directrices du chapitre 1600, sauf en ce qui concerne les participations sans contrôle, qui font l'objet d'un chapitre distinct. Conformément au chapitre 1602, la Société doit présenter les participations sans contrôle dans les capitaux propres, séparément des capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère, et doit comptabiliser les opérations entre une entité et les détenteurs de participations sans contrôle comme des opérations sur capitaux propres. À la suite de l'adoption de cette norme, la Société a reclassé des *Passifs* aux *Capitaux propres* la part des actionnaires sans contrôle pour un montant de 7,0 M\$ dans le bilan consolidé du 31 décembre 2009. De plus, le bénéfice net a fait l'objet d'une attribution entre les actionnaires de la Société et la part des actionnaires sans contrôle dans les résultats consolidés. Il constitue l'équivalent des dispositions de la norme internationale d'information financière IAS 27, « États financiers consolidés et individuels ».

**NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)**

Pour les exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les sociétés ouvertes canadiennes seront tenues de dresser leurs états financiers conformément aux IFRS. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada, il existe des différences importantes dans les conventions comptables qui doivent être évaluées. Les IFRS exigeront également plus d'information financière que les PCGR du Canada. Les états financiers que Boralex publiera au cours du premier trimestre de 2011 seront conformes aux IFRS et présenteront des données comparatives de 2010.

Afin de réaliser la conversion des états financiers consolidés de Boralex aux IFRS, la Société a établi un plan de conversion qui inclut les phases et échéances tel que présenté en détail dans le rapport annuel de 2009. De plus, Boralex a mis en place et formé son équipe et a formellement mis sur pied une structure de projet. La Société a établi un comité directeur, formé de membres de la haute direction et du président du comité de vérification. Celui-ci a comme objectif d'approuver les choix de conventions comptables recommandés 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. Le comité de vérification de Boralex 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. Boralex a recours aux services de consultants externes afin de l'aider dans chacune des étapes de son plan de conversion.

**ÉTAT ACTUEL DU PLAN DE CONVERSION AUX IFRS**

Le plan de transition aux IFRS de Boralex respecte l'échéancier fixé. Le plan de conversion comporte trois principales étapes : i) le diagnostic préliminaire et l'identification des différences, ii) l'analyse et la conception, et iii) l'implantation et la divulgation de l'information. La Société a complété la première phase du plan de conversion et a relevé les principales différences en matière de comptabilité et d'informations à fournir entre les PCGR et les IFRS. La seconde phase, qui consiste en l'analyse détaillée des différences, la qualification des impacts actuels et potentiels et la recommandation des choix de conventions comptables, est complétée. Un bilan d'ouverture a été préparé conformément aux IFRS à la date de transition, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Les ajustements suivant ont été apportés au bilan d'ouverture et voir les sections « principales différences IFRS par rapport aux conventions comptables actuelles » et « principales possibilités d'exemptions en vertu d'IFRS 1 » pour plus de détails.

**PRINCIPALES DIFFÉRENCES IFRS PAR RAPPORT AUX CONVENTIONS COMPTABLES ACTUELLES**

Voici un tableau sommaire des modifications requises aux conventions comptables actuelles de Boralex. Cette liste ne doit pas être considérée comme exhaustive ; elle vise plutôt à mettre en évidence les différences qui s'avèreront les plus importantes au moment de la transition aux IFRS. De plus, la publication de documents de discussion, d'exposés-sondages et de nouvelles normes de l'*International Accounting Standards Board* pourraient changer les conclusions.

NORMES	DIFFÉRENCES ENTRE IFRS ET PCGR	CONCLUSIONS EN COURS DE RÉVISION
Immobilisations corporelles et incorporelles	<p><b>IFRS :</b> Après leur comptabilisation initiale, la Société peut évaluer ses immobilisations corporelles selon le modèle du coût ou selon le modèle de la réévaluation.</p> <p><b>PCGR :</b> Le modèle de la réévaluation n'est pas permis.</p> <p><b>IFRS :</b> L'amortissement des immobilisations corporelles doit être effectué par composante et chaque composante doit être amortie sur leur durée de vie utile.</p> <p><b>PCGR :</b> Les règles d'identification des composantes sont moins exigeantes.</p> <p><b>IFRS :</b> Il existe trois méthodes d'amortissement permises en IFRS, soit le mode linéaire, dégressif ou basé sur la production.</p> <p><b>PCGR :</b> En plus des méthodes permises selon les IFRS, les PCGR permettent à une entreprise d'utiliser un amortissement croissant lorsqu'elle est en mesure d'établir le prix de ses services de façon à ce que son investissement dans l'actif lui procure un taux de rendement constant.</p>	<p>La Société a décidé de continuer d'utiliser le modèle du coût afin d'éviter les variations de la juste valeur des immobilisations au bilan et les impacts correspondants à l'état des résultats.</p> <p>De nouvelles composantes sont établies et amorties distinctement.</p> <p>L'amortissement à intérêt composé de 3 % utilisé pour les centrales bénéficiant d'un contrat de vente à long terme indexé n'est pas recommandé selon les IFRS. Boralex a décidé d'utiliser dorénavant l'amortissement linéaire pour ces centrales.</p> <p><i>Les impacts sur le bilan d'ouverture sont de 0,8 M\$ en diminution des immobilisations corporelles et de 1,5 M\$ en diminution du placement dans le Fonds.</i></p>
Dépréciation d'actifs	<p><b>IFRS :</b> IAS 36, « Dépréciation d'actifs », utilise une approche en une seule étape afin de déterminer l'existence d'une dépréciation en comparant la valeur comptable de l'actif au plus élevé de sa valeur d'utilisation (déterminée à l'aide des flux de trésorerie futurs actualisés) ou de sa juste valeur moins les frais de vente. De plus, selon cette norme, les pertes de valeurs antérieures peuvent être renversées dans certaines circonstances.</p> <p><b>PCGR :</b> Les PCGR utilisent une méthode en deux étapes pour procéder aux tests de dépréciation. La première étape consiste à comparer les valeurs comptables des actifs et les flux de trésorerie futurs non actualisés afin de déterminer l'existence d'une dépréciation et la deuxième étape consiste à mesurer toute dépréciation en comparant les valeurs comptables des actifs à leur juste valeur. Les PCGR ne permettent pas le renversement d'une baisse de valeur antérieurement constatée.</p>	<p>Cette différence de méthode pourrait éventuellement donner lieu à des dépréciations d'actifs pour lesquelles les valeurs comptables des actifs étaient justifiées auparavant par les flux de trésorerie non actualisés aux termes des PCGR, mais ne le seraient pas par les flux de trésorerie actualisés. Au 1<sup>er</sup> janvier 2010, la Société a identifié la centrale de Senneterre, qui était détenue par le Fonds à cette date, comme une centrale qui est affectée par cette norme.</p> <p><i>L'impact sur le bilan d'ouverture est de 8,2 M\$ en diminution du placement dans le Fonds.</i></p>
Paiement fondé sur des actions	<p><b>IFRS :</b> Lorsque les options d'achat d'actions attribuées sont acquises graduellement, chaque tranche doit être considérée comme une attribution séparée.</p> <p><b>PCGR :</b> Les acquisitions graduelles peuvent être considérées comme une attribution unique.</p>	<p>La charge de rémunération est constatée sur la durée d'acquisition des droits de chaque tranche.</p> <p><i>L'impact sur le bilan d'ouverture est immatériel sur le surplus d'apport.</i></p>

**PRINCIPALES POSSIBILITÉS D'EXEMPTIONS EN VERTU D'IFRS 1 « PREMIÈRE ADOPTION DES NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE »**

L'IFRS 1 exige en général des nouveaux adoptants qu'ils appliquent les méthodes comptables selon les IFRS de façon rétrospective à toutes les périodes présentées dans leurs premiers états financiers selon IFRS. La norme IFRS 1 prévoit toutefois certaines exemptions facultatives à l'application rétrospective complète. Les principales exemptions facultatives que la Société a décidé d'appliquer sont présentées dans le tableau suivant :

<b>EXEMPTIONS FACULTATIVES</b>	<b>CONCLUSIONS</b>
Regroupements d'entreprises	L'exemption permet à une entité de ne pas retraiter rétrospectivement les regroupements d'entreprises avant la date de transition. Boralex a choisi de ne pas retraiter rétrospectivement les regroupements d'entreprises qui se sont produits avant le 1 <sup>er</sup> janvier 2010. Toutefois, Boralex doit ajuster le bilan d'ouverture pour la contrepartie conditionnelle non enregistrée d'un montant de 2,8 M\$.
Montant cumulé des écarts de conversion qui figurent dans le poste <i>Cumul des autres éléments des résultats étendus</i>	L'application rétrospective des IFRS nous obligerait à déterminer le montant cumulé des différences de conversion conformément à IAS 21 « Effets des variations des cours des monnaies étrangères », à compter de la date à laquelle une filiale ou une entreprise associée a été constituée ou acquise. IFRS 1 permet que les montants cumulés des différences de conversion pour toutes les activités à l'étranger soit réputé nul à la date de transition aux IFRS. Boralex a choisi de ramener à zéro les pertes de change totalisant 44,5 M\$ dans les bénéfices non répartis d'ouverture à la date de transition.
Juste valeur comme coût présumé	IFRS 1 permet à une entité d'évaluer chacune de ses immobilisations corporelles selon la méthode de la juste valeur et désigner cette juste valeur comme coût présumé à la date de transition. Une entité peut aussi choisir de recalculer le coût d'origine et l'amortissement, précédemment déterminés selon les PCGR, conformément à IAS 16 « Immobilisations corporelles », et ce, de façon rétroactive. Boralex a choisi de continuer d'appliquer le modèle du coût aux immobilisations corporelles et de ne pas retraiter les immobilisations corporelles à la juste valeur en vertu des IFRS.
Passifs relatifs au démantèlement inclus dans le coût d'une immobilisation corporelle	IFRIC 1 « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement et à la remise en état, et des passifs similaires » exige qu'une entité détermine son obligation de démanteler, d'enlever ou de remettre en état des éléments d'immobilisations corporelles à partir de la date d'acquisition de l'immobilisation. IFRS 1 permet à une entité d'appliquer prospectivement les exigences énoncées dans IFRIC 1. La Société a choisi de ne pas comptabiliser rétrospectivement les variations de ces passifs aux termes de la norme IFRIC 1, lesquelles variations peuvent s'être produites avant la date de transition.
Un accord contient un contrat de location	IFRS 1 permet à une entité de déterminer si un accord existant à la date de transition aux IFRS contient un contrat de location sur la base des faits et des circonstances qui existaient à cette date. Si un accord contient un contrat de location à la date de transition, la Société a choisi de le considérer à cette date et non pas de façon rétrospective.
Coûts d'emprunt	IFRS 1 permet à une entité de ne pas capitaliser les coûts d'emprunt sur les actifs qualifiés avant la date de conversion aux IFRS. La Société capitalise déjà les coûts d'emprunts.
Avantages du personnel	IFRS 1 permet à une entité d'utiliser la méthode du « corridor » en comptabilisant tous les écarts actuariels cumulés à la date de transition aux IFRS. La Société a choisi de ne pas faire l'application rétrospective. Toutefois, Boralex doit ajuster le bilan d'ouverture pour la perte actuarielle non enregistrée du montant de 0,04 M\$.

Il est à noter que la Société a enregistré un montant moindre de 3,6 M\$ en passif d'impôts futurs malgré que la norme IAS 12 n'a nécessité aucune modification. Cette comptabilisation est requise pour refléter l'impact des impôts sur l'ensemble des ajustements décrits précédemment.

L'ensemble des impacts sur le bilan d'ouverture sont présentés dans le tableau sommaire suivant.

Bilan d'ouverture IFRS  (en milliers de \$)	BILAN PCGR		BILAN IFRS
	01-jan-10	Sommaire des ajustements IFRS	01-jan-10
Actif à court terme	89 138	-	89 138
Placement	55 446	(9 717)	45 729
Immobilisations corporelles	413 539	(832)	412 707
Contrats de vente d'énergie	49 023	-	49 023
Autres actifs	56 621	-	56 621
	663 767	(10 549)	653 218
Passif à court terme	65 760	2 885	68 645
Dette à long terme	206 116	-	206 116
Impôts futurs	37 185	(3 582)	33 603
Juste valeur des instruments financiers dérivés	7 645	-	7 645
	316 706	(697)	316 009
Capital-actions	222 694	-	222 694
Surplus d'apport	4 295	(5)	4 290
Bénéfices non répartis	159 900	(54 362)	105 538
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(46 859)	44 515	(2 344)
	340 030	(9 852)	330 178
Part des actionnaires sans contrôle	7 031	-	7 031
Capitaux propres totaux	347 061	(9 852)	337 209
	663 767	(10 549)	653 218

Dans le cadre du plan de conversion aux IFRS, Boralex a analysé les implications contractuelles des choix de nouvelles conventions sur ses ententes de financement et obligations similaires et ne prévoit pas d'incidences. Les impacts sur les systèmes d'information et de divulgation sont à l'étape de la validation. La Société n'anticipe pas de changements majeurs lors de la transition. De plus, Boralex analyse le contrôle interne et pour l'instant, il ne devrait pas y avoir d'incidence importante sur le contrôle interne. Toutefois, des contrôles spécifiques ont été mis en place pour la transition aux IFRS et ces contrôles seront maintenus tout au long de l'année de transition. Finalement, Boralex prépare un format préliminaire d'états financiers selon les IFRS, conformément à l'IAS 1 « Présentation des états financiers ». Les différences attribuables aux IFRS pourront entraîner des changements de présentation devant permettre l'information plus détaillée dans les notes aux états financiers. À l'heure actuelle, l'incidence quantitative de ces différences et de ces choix, pour l'année 2010, est complétée.

#### 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 31 décembre 2010, ainsi que l'efficacité du processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière de Boralex à cette même date et ont conclu qu'ils étaient adéquats et efficaces. Au cours de l'exercice 2010, 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.

#### 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 Boralex ([www.boralex.com](http://www.boralex.com)) et sur le site Internet de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)). Le lecteur peut également consulter l'information sur le Fonds, incluant ses rapports annuels antérieurs, sa notice annuelle, ses rapports intermédiaires et ses communiqués de presse, qui sont aussi disponibles sur SEDAR.

## 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 l'auditeur indépendant. L'auditeur indépendant a libre accès au comité de vérification et le rencontre, avec ou sans la présence de la direction.

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

(s) Patrick Lemaire

**Patrick Lemaire**

Président et chef de la direction

(s) Jean-François Thibodeau

**Jean-François Thibodeau**

Vice-président et chef de la direction financière

Montréal, Canada

Le 11 mars 2011



# Rapport de l'auditeur indépendant

*Aux actionnaires de Boralex inc.*

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Boralex Inc. et de ses filiales, qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2010 et 2009 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis, des résultats étendus et des flux de trésorerie pour les exercices compris dans la période terminée à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

## Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

## Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation des risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus au cours de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

## Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Boralex inc. et de ses filiales aux 31 décembre 2010 et 2009 ainsi que des résultats de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

(s) Pricewaterhousecoopers s.r.l./s.en.c.r.l.

Pricewaterhousecoopers s.r.l./s.en.c.r.l.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Comptable agréé auditeur permis no 19653

Montréal, Canada

Le 11 mars 2011

# Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2010	2009
<b>ACTIF</b>			
<b>ACTIF À COURT TERME</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		92 650	37 821
Encaisse affectée		15 924	–
Comptes débiteurs		60 420	39 632
Actif financier disponible à la vente		21 508	–
Impôts futurs	19	512	422
Stocks		9 179	8 726
Frais payés d'avance		2 516	2 537
Juste valeur des instruments financiers dérivés	11	769	–
		<b>203 478</b>	<b>89 138</b>
Placement	4,5	–	55 446
Immobilisations corporelles	6	810 700	413 539
Contrats de vente d'énergie	7	100 673	49 023
Écart d'acquisition	4	70 721	–
Autres actifs à long terme	8	47 699	56 621
		<b>1 233 271</b>	<b>663 767</b>
<b>PASSIF</b>			
<b>PASSIF À COURT TERME</b>			
Emprunts et avances bancaires		195	12 291
Comptes créditeurs et charges à payer		58 815	28 913
Impôts sur le bénéfice à payer		3 209	283
Juste valeur des instruments financiers dérivés	11	183	–
Partie à court terme de la dette à long terme	9	34 033	24 273
		<b>96 435</b>	<b>65 760</b>
Dette à long terme	9	479 546	206 116
Débetures convertibles	10	220 824	–
Provision pour étalement des loyers		2 981	–
Impôts futurs	19	47 949	37 185
Juste valeur des instruments financiers dérivés	11	10 834	7 645
		<b>858 569</b>	<b>316 706</b>
<b>CAPITAUX PROPRES DES ACTIONNAIRES</b>			
Capital-actions	14	222 853	222 694
Composante équité des débetures convertibles	10	19 537	–
Surplus d'apport	15	5 527	4 295
Bénéfices non répartis		184 690	159 900
Cumul des autres éléments du résultat étendu	16	(66 799)	(46 859)
		<b>365 808</b>	<b>340 030</b>
Part des actionnaires sans contrôle		8 894	7 031
<b>Capitaux propres totaux</b>		<b>374 702</b>	<b>347 061</b>
		<b>1 233 271</b>	<b>663 767</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Approuvé par le Conseil,

(s) Bernard Lemaire

**Bernard Lemaire**  
Administrateur

(s) Germain Benoît

**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	2010	2009
Produits de la vente d'énergie		202 864	184 779
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable		–	13 853
Charges d'opération		115 568	122 100
		87 296	76 532
Part des résultats du Fonds	5	(3 251)	(2 090)
Revenus de gestion du Fonds	5	4 437	5 876
Autres revenus		718	2 061
		89 200	82 379
<b>AUTRES CHARGES</b>			
Gestion et exploitation du Fonds	5	3 995	4 789
Développement		4 214	4 729
Administration		17 025	15 536
		25 234	25 054
<b>BÉNÉFICE D'EXPLOITATION</b>			
		63 966	57 325
Amortissement		40 658	26 056
Perte de change		4 298	1 473
Perte nette sur instruments financiers		247	923
Frais de financement	18	24 104	13 727
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	4	(15 130)	–
Gain sur vente d'une filiale	12	(774)	–
Gain sur dilution		–	(13 865)
		53 403	28 314
<b>BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE</b>			
		10 563	29 011
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	19	(12 738)	4 470
Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle		23 301	24 541
Part des actionnaires sans contrôle		(201)	(102)
<b>BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES</b>			
		23 100	24 439
Bénéfice net par action de catégorie A (de base et dilué)	14	0,61 \$	0,65 \$
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (de base)	14	37 741 916	37 740 921
Nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation (dilué)	14	37 860 092	37 836 411

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Bénéfices non répartis consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2010	2009
Solde au début de l'exercice		159 900	135 461
Bénéfice net attribuable aux actionnaires de l'exercice		23 100	24 439
Excédent du prix payé pour le rachat d'actionnaires sans contrôle	13	(1 725)	-
Excédent du produit de la vente partielle d'une filiale	13	3 415	-
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>		<b>184 690</b>	<b>159 900</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Résultats étendus consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2010	2009
<b>Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle de l'exercice</b>		<b>23 301</b>	<b>24 541</b>
Autres éléments du résultat étendu	16		
<b>ÉCARTS DE CONVERSION</b>			
Perte de change latente sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(15 537)	(32 389)
Reclassement au bénéfice net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes		3 604	1 076
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds		-	(2 174)
Impôts		(179)	581
<b>COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE</b>			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(11 028)	7 140
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		(5 554)	(22 608)
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		5 652	(3 884)
Impôts		3 829	4 383
<b>PERTE SUR ACTIF FINANCIER DISPONIBLE À LA VENTE</b>			
Perte latente sur actif financier disponible à la vente		(727)	-
		(19 940)	(47 875)
<b>Résultats étendus incluant la part des actionnaires sans contrôle de l'exercice</b>		<b>3 361</b>	<b>(23 334)</b>
<b>Moins : Résultats des actionnaires sans contrôle de l'exercice</b>		<b>(201)</b>	<b>(102)</b>
<b>Résultats étendus attribuables aux actionnaires de l'exercice</b>		<b>3 160</b>	<b>(23 436)</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Flux de trésorerie consolidés

Pour les exercices terminés les 31 décembre (en milliers de dollars)	Note	2010	2009
<b>ACTIVITÉS D'EXPLOITATION</b>			
Bénéfice net attribuable aux actionnaires		23 100	24 439
Distributions reçues du Fonds		4 475	9 638
Redressements pour les éléments hors caisse			
Perte nette sur instruments financiers		247	1 253
Part des résultats du Fonds	5	3 251	2 090
Amortissement		40 658	26 056
Amortissement des frais de financement		3 035	2 893
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable		1 709	(7 113)
Gain sur vente d'une filiale	12	(774)	-
Gain sur disposition présumée du placement dans le Fonds	4	(21 260)	-
Gain sur dilution		-	(16 315)
Intérêts implicites sur les débentures convertibles		411	-
Impôts futurs	19	(20 100)	3 002
Autres		2 198	1 470
		<b>36 950</b>	<b>47 413</b>
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	20	5 417	13 373
		<b>42 367</b>	<b>60 786</b>
<b>ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>			
Nouvelles immobilisations corporelles		(186 993)	(84 532)
Variation de l'encaisse affectée		(15 924)	-
Acquisitions d'entreprises			
- Fonds	4	(38 811)	-
- Autres	4	(2 142)	(53 758)
Produit de la vente d'une filiale		878	-
Variation des fonds de réserve		883	(1 091)
Projets en développement		(2 046)	(10 337)
Autres		2 736	(6 366)
		<b>(241 419)</b>	<b>(156 084)</b>
<b>ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>			
Augmentation (Diminution) des emprunts et avances bancaires		(12 096)	12 291
Augmentation de la dette à long terme		267 051	68 714
Versements sur la dette à long terme		(74 407)	(27 539)
Émission nette des débentures convertibles	10	103 945	-
Produit net d'émissions d'actions		132	-
Distributions versées aux porteurs de parts		(1 565)	-
Rachat de la part des actionnaires sans contrôle			
- Fonds	4	(32 421)	-
- Autres	13	(1 751)	(968)
Augmentation de la part des actionnaires sans contrôle	13	5 662	23 181
		<b>254 550</b>	<b>75 679</b>
<b>ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>		<b>(669)</b>	<b>(11 755)</b>
<b>VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE</b>		<b>54 829</b>	<b>(31 374)</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE AU DÉBUT DE L'EXERCICE</b>		<b>37 821</b>	<b>69 195</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA FIN DE L'EXERCICE</b>		<b>92 650</b>	<b>37 821</b>
<b>INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES</b>			
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE PAYÉS POUR :</b>			
Intérêts		24 022	9 130
Impôts sur le bénéfice		3 571	1 736

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés

31 décembre 2010 et 2009

(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 2010, elle détenait des participations dans 21 sites éoliens, 15 centrales hydroélectriques, huit centrales thermiques alimentées en résidus de bois et deux centrales de cogénération alimentée au gaz naturel totalisant une puissance de 700 mégawatts (« MW »\*) (417 MW en 2009). La Société assure également l'exploitation de deux centrales hydroélectriques pour le compte d'une entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société.

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.

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

## Note 2.

### PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

#### UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE LIÉE 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. Celles-ci sont revues de façon périodique et si des ajustements sont nécessaires, ils sont portés aux résultats lorsqu'ils sont déterminés.

Les estimations importantes utilisées par la Société concernent surtout les hypothèses utilisées aux fins des tests de dépréciation des actifs à long terme 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 gaz naturel, les coûts futurs d'approvisionnement en résidus de bois ainsi que la durée de vie résiduelle des actifs de production, compte tenu des entretiens planifiés sur la période.

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

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

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 par exemple par des avancements technologiques qui rendraient cette méthode de production moins concurrentielle. Donc, les données prévisionnelles contiennent suffisamment de frais d'entretien pour assurer que la durée de vie des centrales se poursuivra au minimum jusqu'à la fin de l'horizon des prévisions.

Note 2. Principales conventions comptables (suite)

### CONSTATATION DES PRODUITS

La Société constate ses produits selon les conventions suivantes :

#### Produits de la vente d'énergie

La Société constate ses produits tirés de la vente d'électricité et de vapeur 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 (jusqu'au 15 septembre 2010) 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.

### 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.

### 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 entre 32 et 40 ans. Les centrales du Québec sont amorties selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une durée d'environ 40 ans.

#### Centrales thermiques alimentées en résidus de bois

Les centrales américaines sont amorties 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. Les centrales du Québec sont amorties selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés de 3 % sur une durée d'environ 25 ans.

#### Centrales thermiques alimentées au gaz naturel

La centrale en France est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période moyenne de 15 ans et la centrale au Québec est amortie linéairement jusqu'en 2012.

## Note 2. Principales conventions comptables (suite)

### CONTRATS DE VENTE D'ÉNERGIE

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'électricité et de vapeur sont amortis sur la durée des contrats variant de 11 à 21 ans. Pour les centrales au Québec, l'amortissement du coût de ces contrats est calculé selon la méthode à intérêts composés de 3 %. Pour les centrales dont le client possède une option de choisir le prix du marché en remplacement du prix contractuel, les coûts d'acquisition de ces contrats sont amortis selon la proportion des produits réalisés de la période en cours grâce à ces contrats sur les produits totaux estimés provenant de ces derniers. Pour les autres centrales, la méthode linéaire est utilisée.

### 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.

### ÉCART D'ACQUISITION

L'écart d'acquisition, représentant l'excédent du coût des entreprises acquises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge, n'est pas amorti. Cependant, l'écart d'acquisition fait l'objet d'une révision annuelle au 31 décembre de chaque année afin de déterminer si une baisse de valeur est survenue. Une révision est aussi effectuée lorsqu'un événement ou des circonstances indiquent une baisse de valeur potentielle. Les baisses de valeur sont portées aux résultats lorsqu'elles sont déterminées.

### AUTRES ACTIFS À LONG TERME

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 matière première livrée 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 réduits 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 fidéicommiss afin de satisfaire aux exigences de certaines conventions d'emprunt à long terme.

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 ou de l'extension d'une centrale existante, période 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 CO<sub>2</sub>

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.



## Note 2. Principales conventions comptables (suite)

### 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 2010 et 2009, 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 cumulée 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.

#### 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, la dette à long terme et les débentures convertibles 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 *Juste valeur des instruments financiers dérivés* à l'actif et 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.

## Note 2. Principales conventions comptables (suite)

### 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. Aux 31 décembre 2010 et 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 2010 et 2009, 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 DEVICES

#### 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.

## Note 2. Principales conventions comptables (suite)

### 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 et selon la méthode de conversion hypothétique pour les débetures convertibles. Selon ces méthodes, 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'obligation contractuelle liée 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 140 000 \$ 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 déboursier.

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 2010.

## Note 3.

### MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

#### REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES, ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

En janvier 2009, l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« 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<sup>er</sup> janvier 2011 ou après cette date. Toutefois, l'adoption anticipée de ces normes est permise. Le 1<sup>er</sup> janvier 2010, Boralex a adopté ces normes.

Le chapitre 1582 remplace l'ancien chapitre 1581, « Regroupements d'entreprises », et établit des normes pour la comptabilisation d'un regroupement d'entreprises. Selon la nouvelle norme, dans un regroupement d'entreprises, l'acquéreur doit comptabiliser à la juste valeur la plupart des actifs acquis et des passifs repris, y compris les actifs et passifs éventuels, et doit comptabiliser et évaluer l'écart d'acquisition acquis dans le regroupement d'entreprises ou le gain résultant d'une acquisition. Les frais connexes à l'acquisition doivent être comptabilisés en charges. L'adoption du chapitre 1582 n'a pas affecté de façon significative les états financiers publiés antérieurement à cette date, mais a affecté et affectera la comptabilisation des acquisitions subséquentes à la date d'adoption. Il constitue l'équivalent canadien de la norme internationale d'information financière IFRS 3, « Regroupements d'entreprises ».

Les chapitres 1601 et 1602 remplacent l'ancien chapitre 1600, « États financiers consolidés ». Le chapitre 1601 reprend les lignes directrices du chapitre 1600, sauf en ce qui concerne les participations sans contrôle, qui font l'objet d'un chapitre distinct. Conformément au chapitre 1602, la Société doit présenter les participations sans contrôle dans les capitaux propres, séparément des capitaux propres attribuables aux propriétaires de la société mère, et doit comptabiliser les opérations entre une entité et les détenteurs de participations sans contrôle comme des opérations sur capitaux propres. À la suite de l'adoption de cette norme, la Société a reclassé des *Passifs* aux *Capitaux propres* la part des actionnaires sans contrôle pour un montant de 7 031 000 \$ dans le bilan consolidé du 31 décembre 2009. De plus, le bénéfice net a fait l'objet d'une attribution entre les actionnaires de la Société et la part des actionnaires sans contrôle dans les résultats consolidés. Il constitue l'équivalent des dispositions de la norme internationale d'information financière IAS 27, « États financiers consolidés et individuels ».

## Note 4.

### ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

#### ACQUISITION DU FONDS — DESCRIPTION DE LA TRANSACTION

Le 15 septembre 2010, Boralex a annoncé l'acquisition d'environ 68 % des parts émises et en circulation du Fonds de revenu Boralex énergie (le «Fonds») à la suite de son offre publique d'achat lancée en mai 2010 visant l'acquisition du Fonds (« l'Offre»).

Le 1<sup>er</sup> novembre 2010, Boralex et le Fonds ont exécuté l'entente de regroupement d'entreprises, tel qu'approuvée lors de l'assemblée extraordinaire des porteurs de parts du Fonds tenue le 21 octobre 2010. Le 2 novembre 2010, Boralex a procédé au paiement, en partie en espèces et en partie par l'émission de débetures convertibles, pour acquitter toutes les parts du Fonds qui étaient encore en circulation au moment du regroupement d'entreprises. Boralex a complété la privatisation du Fonds en révoquant le statut d'émetteur assujéti du Fonds et en retirant la cote de la Bourse de Toronto. La valeur totale de la contrepartie versée aux détenteurs était de 226 500 000 \$ et a été réglée par des paiements en espèces totalisant 90 600 000 \$ et par l'émission de débetures convertibles d'une valeur de 135 900 000 \$.

## Note 4. Acquisitions d'entreprises (suite)

**ACQUISITION DU FONDS — COMPTABILISATION DE LA TRANSACTION**

La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément au chapitre 1582, « Regroupement d'entreprises » du manuel de l'ICCA. Les résultats du Fonds sont consolidés à compter du 15 septembre 2010 avec une quote-part des actionnaires sans contrôle jusqu'au 30 octobre 2010. Le bilan du Fonds est consolidé au 31 décembre 2010. L'acquisition du Fonds s'effectue en deux étapes, soit (1) disposition présumée du placement de Boralex dans le Fonds et calcul du gain sur cette disposition, et (2) acquisition de la totalité des parts du Fonds à leur juste valeur.

**(1) Disposition présumée du placement et calcul du gain correspondant au 15 septembre 2010 :**

Le gain sur disposition du placement de 23 % dans le Fonds de 21 260 000 \$ est calculé comme suit :

Valeur comptable du placement dans le Fonds au 15 septembre 2010	47 574
Juste valeur du placement (13 767 990 parts à 5 \$ la part)	68 840
	21 266
Réalisations des écarts de conversion cumulés du Fonds	(6)
<b>Gain sur disposition présumée du placement</b>	<b>21 260</b>

Le gain sur disposition présumée du placement, net des frais reliés à cette acquisition, a été comptabilisé à l'état des résultats pour un montant net de 15 130 000 \$.

**(2) Acquisition du Fonds :**

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

Fonds de roulement	19 887
Actif financier disponible à la vente	22 235
Immobilisations corporelles	277 740
Contrats de vente d'énergie	49 164
Autres actifs à long terme	5 950
Dette à long terme	(117 867)
Instrument financier	(1 477)
Provision pour étalement des loyers	(2 995)
Impôts futurs	(28 018)
Actif net	224 619
Écart d'acquisition	70 721
Juste valeur	295 340
Moins :	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'acquisition	(19 368)
Émission des débiteures convertibles	(135 900)
Valeur des parts que Boralex détenait déjà	(68 840)
<b>Contrepartie totale en espèces versée pour l'acquisition</b>	<b>71 232</b>
Contrepartie payée en espèces à la date d'acquisition	38 811
Contrepartie payée en espèces pour le rachat des actionnaires sans contrôle	32 421
<b>Contrepartie totale en espèces versée pour l'acquisition</b>	<b>71 232</b>

La répartition du prix d'achat a été établie principalement selon les valeurs aux livres à la date d'acquisition et l'écart résiduel a été alloué à un écart d'acquisition. Cette allocation du prix d'achat est provisoire et devrait être finalisée en 2011.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, le Fonds, sur une base individuelle, a contribué 30 205 000 \$ aux produits de la vente d'énergie et un profit net de 421 000 \$ aux résultats consolidés soit les montants depuis la date d'acquisition du 15 septembre 2010. Si l'acquisition avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2010, l'équivalent de 12 mois des résultats du Fonds auraient été inclus dans les résultats consolidés et la direction estime que les produits de la vente d'énergie consolidés auraient été de 265 168 000 \$ et le bénéfice net attribuable aux actionnaires aurait été de 6 974 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010. Ces estimations se fondent sur l'hypothèse que les ajustements à la juste valeur marchande qui ont été apportés à la date d'acquisition auraient été les mêmes si la transaction avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

## Note 4. Acquisitions d'entreprises (suite)

**AUTRES ACQUISITIONS — DESCRIPTION DES TRANSACTIONS**

Le 6 avril 2009, la Société a annoncé la clôture de l'acquisition de la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls. 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<sup>er</sup> avril 2010 et de 9 000 000 \$ au 1<sup>er</sup> avril 2011. De plus, si la Société parvenait à mettre en place un financement avant le 1<sup>er</sup> 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 sites éoliens. La puissance installée de chacune de ces fermes 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'énergie*.

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. 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.

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

	2009				
	Ocean Falls	Thames River II	Chasse Marée	Ronchois / Le Grand Camp / Bel Air	Total
Fonds de roulement	-	-	600	3 037	3 637
Terrain	75	-	-	-	75
Bâtiment	1 136	-	-	-	1 136
Immobilisations en construction	-	-	1 124	20 575	21 699
Équipement	14 038	-	-	11 249	25 287
Pièces de remplacement	100	-	-	-	100
Matériel roulant	109	-	-	-	109
Contrats de vente d'énergie	614	4 728	4 924	12 612	22 878
Droits d'eau	3 197	-	-	-	3 197
Juste valeur des instruments financiers dérivés	-	-	-	(646)	(646)
Actif net	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)
<b>Déboursés pendant l'exercice</b>	<b>4 769</b>	<b>4 728</b>	<b>6 648</b>	<b>37 613</b>	<b>53 758</b>

## Note 5.

### PLACEMENT

Le Fonds est une fiducie de revenu dans laquelle la Société détenait une participation de 23 % au 31 décembre 2009, une participation de 73 % au 30 septembre 2010 et une participation de 100 % au 31 décembre 2010.

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

	<b>2010</b>	2009
Solde au début de l'exercice	55 446	69 348
Part des résultats <sup>(1)</sup>	(3 251)	(2 090)
Part des distributions	(4 615)	(9 638)
Part des écarts de conversion cumulés	(6)	(2 174)
Disposition présumée (note 4)	(47 574)	-
	-	55 446

(1) Ce montant inclut la quote-part de Boralex de la dépréciation d'immobilisations corporelles dans le Fonds de 5 620 000 \$ (4 136 000 \$ net d'impôts) qui a été enregistré au cours de 2010. En 2009, ce montant inclut la quote-part de Boralex de la dépréciation d'immobilisations corporelles dans le Fonds de 5 624 000 \$ (4 132 000 \$ net d'impôts) qui avait été enregistré au cours de 2009.

b) Relativement au Fonds, avant la date de prise de contrôle du 15 septembre 2010 :

i) 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 2010, les revenus relatifs à cette convention ont été de 3 609 000 \$ (4 997 000 \$ en 2009).

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 336 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (452 000 \$ en 2009).

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 492 000 \$ en 2010 (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 \$ dont 803 000 \$ à titre de distributions à recevoir.

## Note 6.

### IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	<b>2010</b>		
	<i>Coût</i>	<i>Amortissement cumulé</i>	<i>Montant net</i>
Sites éoliens	481 574	60 899	420 675
Centrales hydroélectriques	203 750	5 417	198 333
Centrales thermiques – résidus de bois	213 063	53 437	159 626
Centrales thermiques – gaz naturel	31 403	10 568	20 835
Corporatif et autres	14 632	3 401	11 231
	<b>944 422</b>	<b>133 722</b>	<b>810 700</b>

	<b>2009</b>		
	<i>Coût</i>	<i>Amortissement cumulé</i>	<i>Montant net</i>
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
Centrales thermiques – gaz naturel	15 749	8 599	7 150
Corporatif et autres	10 566	2 820	7 746
	<b>527 237</b>	<b>113 698</b>	<b>413 539</b>

L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 34 990 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (24 010 000 \$ en 2009), incluant un montant de 1 795 000 \$ relativement aux contrats de location-acquisition (1 920 000 \$ en 2009). 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 28 649 000 \$ et 15 324 000 \$ au 31 décembre 2010 (32 130 000 \$ et 15 168 000 \$ au 31 décembre 2009).

Les immobilisations comprennent des pièces de rechange pour un montant de 4 092 000 \$ (2 502 000 \$ en 2009) et des sites en construction pour un montant de 32 857 000 \$ (44 694 000 \$ en 2009). Ces immobilisations ne sont pas amorties jusqu'à leur mise en service.

Au 31 décembre 2010, les intérêts capitalisés au coût des immobilisations corporelles totalisaient 12 243 000 \$ (4 393 000 \$ au 31 décembre 2009).



## Note 7.

### CONTRATS DE VENTE D'ÉNERGIE

	<b>2010</b>	2009
Coût	<b>109 569</b>	55 250
Amortissement cumulé	<b>(8 896)</b>	(6 227)
	<b>100 673</b>	49 023

L'amortissement des contrats de vente d'électricité et de vapeur s'élève à 4 486 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (1 992 000 \$ en 2009) et est comptabilisé au poste *Amortissement*.

## Note 8.

### AUTRES ACTIFS

	Note	<b>2010</b>	2009
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	a)	<b>16 410</b>	19 022
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommis	b)	<b>3 146</b>	2 647
Investissements nets dans des contrats de location-financement	c)	<b>11 854</b>	15 146
Juste valeur des instruments financiers dérivés	11	-	7 297
Quotas de CO <sub>2</sub>		<b>860</b>	382
Projets en développement	d)	<b>12 434</b>	7 863
Autres actifs incorporels	e)	<b>2 995</b>	4 264
		<b>47 699</b>	56 621

L'amortissement des autres actifs incorporels est de 1 182 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (54 000 \$ en 2009). 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. 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) Les réserves pour service de la dette à long terme garantissent des financements en France et au Canada et représentent de trois à six mois de service de la dette selon le projet. Le montant de ces réserves s'élève à 2 616 000 \$ (1 142 000 € et 1 100 000 \$US). Une réserve pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles s'élève à 297 000 \$ (300 000 \$US).
- 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 2010, les montants à recevoir en devises sont de 10 689 000 \$US (10 631 000 \$) et 1 223 000 \$ respectivement.
- d) Les *Projets en développement* comprennent majoritairement un projet hydroélectrique et un projet éolien au Québec, un projet éolien en Ontario, un projet éolien en Italie et un projet solaire en Espagne.
- e) Les *Autres actifs incorporels* sont composés majoritairement de la valeur accordée aux droits d'eau détenus par la centrale d'Ocean Falls.

## Note 9.

### DETTE À LONG TERME

La dette à long terme comprend ce qui suit :

	Note	Échéance	Taux <sup>01</sup>	2010	2009
Convention cadre (France) – projets éoliens	a)	2017-2022	4,95	192 079	140 327
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	b)	2016	5,00	7 580	9 790
Prêt à terme – centrale de Stratton	c)	–	–	–	1 985
Crédits-baux (France)	d)	2012-2015	4,31	7 079	10 585
Prêt à terme – centrale d’Ocean Falls	e)	2011	6,00	9 000	14 000
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	f)	2031	7,05	184 665	47 700
Prêt à terme – parc éolien de Bel Air	12	–	–	–	8 986
Billets canadiens de premier rang garantis	g)	2014	6,60	38 328	–
Billets américains de premier rang garantis	g)	2013	6,20	76 646	–
Prêt à terme – parc solaire (France)	h)	2025-2028	5,15	3 205	–
Autres dettes		–	–	4 068	2 814
				<b>522 650</b>	<b>236 187</b>
Partie à court terme				<b>(34 033)</b>	<b>(24 273)</b>
Frais de financement, net de l’amortissement cumulé				<b>(9 071)</b>	<b>(5 798)</b>
				<b>479 546</b>	<b>206 116</b>

<sup>01</sup> Taux moyens pondérés, ajustés pour tenir compte de l’effet des swaps de taux d’intérêts.

- a) La convention cadre regroupe le financement de plusieurs projets éoliens en France. Celle-ci est composée d’une tranche sénior (la « Sénior ») et d’une tranche junior (la « Junior »), toutes deux garanties par la totalité des actifs des projets. La Junior est toutefois subordonnée à la Sénior. Au 31 décembre 2010, le solde de la Sénior était de 178 184 000 \$ (133 781 000 €) (87 691 000 € au 31 décembre 2009), tandis que le solde de la Junior était de 13 895 000 \$ (10 432 000 €) (5 860 000 € au 31 décembre 2009). À cette même date, les Projets avaient également émis des lettres de crédit d’un montant de 13 311 000 \$ (9 994 000 €) afin de couvrir les différentes réserves exigées en vertu de la convention cadre. Les taux d’intérêt de la Sénior et la Junior sont variables et basé sur l’EURIBOR, chacun 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, sur une période 15 ans pour la Sénior et de 10 ans pour la Junior, à compter de la mise en service commercial propre à chaque projet. En ce qui concerne les disponibilités de financement additionnelles qu’offrirait la convention cadre antérieurement, elles ont connu leur échéance au 31 décembre 2010.
- b) Ce prêt à terme porte intérêt à un taux fixe de 5,00 % et est assorti de remboursements trimestriels. Au 31 décembre 2010, le solde était de 5 691 000 € (6 527 000 € au 31 décembre 2009). La totalité des actifs du parc éolien de Nibas est donnée en garantie de ce prêt.
- c) Ce prêt a été remboursé le 1<sup>er</sup> novembre 2010 lors de la négociation de la nouvelle facilité rotative.
- 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 5 315 000 € au 31 décembre 2010 (7 056 000 € au 31 décembre 2009). 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 10 005 000 € (13 325 000 \$) au 31 décembre 2010 (11 309 000 € au 31 décembre 2009).
- e) Ce prêt à terme 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 9 000 000 \$ sera payé le 1<sup>er</sup> avril 2011. Selon les conventions en vigueur, si la Société parvenait à mettre en place un financement avant le 1<sup>er</sup> avril 2011, le produit net de ce financement devrait être versé au vendeur, jusqu’à concurrence du solde de prix d’achat. La totalité des actifs du projet est donnée en garantie de ce prêt.f) Le 15 mars 2010, Boralex a conclu un nouveau financement pour son parc éolien de Thames River, Ontario (le « Projet »). Le placement privé d’une somme totale de 194 500 000 \$ est composé d’une tranche de 186 000 000 \$ destinée à payer les coûts de construction du Projet et d’une seconde tranche de 8 500 000 \$ sous forme d’une facilité de lettres de crédit. Le 12 mars 2010, la totalité de la première tranche a été versée dans un compte sous écrou au profit du Projet et le prêt à terme émis en septembre 2009 a été remboursé en totalité à partir des sommes. Selon la Convention de crédit, les sommes sous écrou sont libérées au fur et à mesure que Boralex engage ses coûts de construction. Au 31 décembre, les sommes sous écrou étaient de 15 014 000 \$. En ce qui concerne les sites en exploitation, Boralex effectue des remboursements trimestriels en principal et intérêts. Pour les sites en construction, les remboursements sont mensuels, mais seuls les intérêts sont exigibles jusqu’à la mise en service commerciale. Le taux d’intérêt fixe est de 7,05 % et l’échéance finale de la dette est prévue le 2 janvier 2031. La facilité de lettres de crédit est renouvelable dans trois ans, au gré des prêteurs. Les sommes tirées, s’il y a lieu, porteraient intérêt au taux des Acceptations Bancaires Canadiennes (« BA ») + 2 %. En l’absence de tirage, Boralex paie des frais d’attente de 2 %. La totalité des actifs du projet est donnée en garantie de ce prêt.

## Note 9. Dette à long terme (suite)

- g) Lors de l'acquisition du Fonds, Boralex a assumé ses dettes existantes, dont ses billets canadiens et américains totalisant respectivement une juste valeur marchande de 38 618 000 \$ et 77 234 000 \$US. Les billets canadiens sont nantis par la totalité des actifs canadiens anciennement détenus par le Fonds et les billets américains sont nantis par la totalité des actifs américains anciennement détenus par le Fonds. En vertu de ces ententes, la Société est sujet à certaines clauses restrictives y compris le maintien de certains ratios financiers. En ce qui concerne les billets américains, la convention de prêt stipule que la Société doit, à tout moment, maintenir deux comptes de réserve. Le premier, d'un montant minimum de 300 000 \$US (297 000 \$), est constitué pour pourvoir à l'achat d'immobilisations. Le second est une réserve pour service de la dette, dont le montant minimal a été fixé à trois mois d'intérêts sur cette dette, ce qui représente 1 100 000 \$US (1 094 000 \$). Au 31 décembre 2010, les dépôts en fiducie sont de 1 574 000 \$US (1 565 000 \$).
- h) Ce prêt, garanti par les actifs du projet, représente le montant des tirages au 31 décembre 2010. Il se compose d'un montant de 2 052 000 € tiré sur un financement total de 3 000 000 € sur 15 ans et d'un montant de 354 000 € tiré sur un financement TVA (rotatif) de 2 600 000 €. De plus, un financement de 10 000 000 € amorti sur 18 ans a également été conclu. Aucun tirage n'a eu lieu sur cette tranche au 31 décembre 2010. Le solde de ces financements devrait être tiré avant le 30 juin 2011. Le premier des remboursements trimestriels est prévu le 30 juin 2012. Le taux d'intérêts sur le financement de 3 000 000 € est variable et basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge, mais la Société a utilisé des swaps de taux d'intérêts afin de réduire son exposition aux variations de taux tel que mentionné ci-après. Le taux d'intérêts sur le financement de 10 000 000 € est fixé à 2,05 % pour une durée 10 ans, ajusté d'une marge. Le taux sera ensuite révisé à compter de la onzième année et fixé pour la durée du prêt. La Société a également utilisé un Swap de taux d'intérêts afin de réduire son exposition à la variation de ce taux futur.

L'amortissement des frais de financement s'élève à 3 033 000 \$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 (841 000 \$ en 2009). L'amortissement de 2010 inclut 2 735 000 \$ représentant l'amortissement du solde des frais de financement reportés liés à l'ancien financement du site Thames River.

**CRÉDIT ROTATIF**

Lors de la pleine prise de contrôle du Fonds au 1<sup>er</sup> novembre 2010, le crédit rotatif a automatiquement pris fin. Boralex a négocié une nouvelle facilité rotative de remplacement d'un montant de 40 000 000 \$ et d'une durée de trois ans. Pour les tirages en \$US, la formule de taux d'intérêts utilise comme base le LIBOR ou le taux préférentiel américain chacun ajusté d'une marge, alors que celle des tirages en \$CA est basée sur le taux des Acceptations Bancaires ou sur le taux préférentiel canadien ajustés de leur marge respective. Cette facilité est garantie par les actifs de la société mère ainsi que ses investissements dans ses activités américaines. Par ailleurs, pour que cette nouvelle facilité prenne effet, le prêt à terme de la centrale de Stratton et le crédit d'exploitation rotatif du Fonds ont été remboursés et annulés. Lors de la mise en place de la nouvelle facilité rotative, les lettres de crédit qui étaient en circulation ont été automatiquement transférées. Au 31 décembre 2010, un total de 8 895 000 \$ était émis au titre de lettres de crédit.

**SWAPS DE TAUX D'INTÉRÊTS**

La facilité rotative, la convention cadre 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'intérêts sur une portion variant de 89 % à 100 % 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 3,29 % 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 sous-jacents et afin de toujours en couvrir une partie importante. Grâce à l'utilisation de ces instruments, Boralex a réduit sa proportion de dette à taux variable de 38 % à 4 %.

## Note 9. Dette à long terme (suite)

**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, les billets de premier rang garantis 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 2010, un montant de 3 146 000 \$ (2 647 000 \$ au 31 décembre 2009) 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.

La convention de crédit du parc éolien Thames River comporte certaines clauses restrictives typiques au financement de projet éolien. Entres autres, le Projet doit respecter un ratio minimum de service de la dette avant d'être autorisé à verser des distributions à son actionnaire Boralex. Durant la période de construction, la totalité des flux de trésorerie d'exploitation doit être utilisée pour supporter la construction des sites restants.

Pour les billets de premier rang garantis, dans le cas où certains ratios se trouveraient sous un niveau prédéterminé, Boralex devrait déposer mensuellement un montant additionnel de 400 000 \$US (398 000 \$), jusqu'à ce que cette réserve représente au maximum l'équivalent de 12 mois d'intérêts. Si, par la suite, les ratios financiers se rétablissaient au-dessus du seuil prédéterminé pour une période de plus de deux trimestres consécutifs, Boralex pourrait récupérer l'excédent des dépôts effectués sur le minimum requis. Tout au long de la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2010, Boralex a respecté l'ensemble de ses ratios financiers. Les billets de premier rang garantis et le prêt à terme des parcs éoliens de Thames River peuvent être remboursés de façon anticipée moyennant le paiement d'une prime, calculée en actualisant les paiements futurs prévus au taux sans risque, ajusté d'une marge variant de 45 à 50 points de base selon le cas. Selon les conditions actuelles du marché, ceci résulterait en une prime importante.

**PAIEMENTS MINIMUMS FUTURS**

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

2011	34 034
2012	22 169
2013	98 905
2014	62 232
2015	24 184
Par la suite	281 823

## Note 10.

### DÉBENTURES CONVERTIBLES

Le 15 septembre 2010, la Société a clôturé un financement par voie d'acquisition ferme de débentures subordonnées, non garanties, convertibles et prorogables avec un consortium de preneurs fermes, qui lui a rapporté un produit brut de 95 000 000 \$. La convention de prise ferme comportait aussi une option permettant aux preneurs fermes d'acquérir 14 250 000 \$ de débentures supplémentaires selon les mêmes termes et conditions. Le 29 septembre 2010, les preneurs fermes ont exercé leur option et Boralex a ainsi émis le plein montant prévu tel que décrit précédemment, soit 14 250 000 \$.

La date d'échéance des débentures est le 30 juin 2017. Les débentures convertibles portent intérêt au taux annuel de 6,75 % payable semestriellement, à terme échu, le 30 juin et le 31 décembre de chaque année à compter du 31 décembre 2010.

Chaque débenture pourra être convertie au gré de son porteur en actions de catégorie A de Boralex à quelque moment que ce soit avant la fermeture des bureaux à la date d'échéance finale ou, s'il est antérieur, le jour ouvrable précédant la date fixée aux fins de remboursement des débentures, au prix de conversion de 12,50 \$ par action ordinaire, soit au taux de conversion d'environ 8,0 actions ordinaires par tranche de 100 \$ du capital des débentures, sous réserve d'ajustements conformément à l'acte de fiducie. Les porteurs qui convertissent leurs débentures recevront l'intérêt couru et impayé sur celles-ci à l'égard de la période allant de la dernière date de versement de l'intérêt sur leurs débentures à la date de conversion, exclusivement.

Le 16 et le 29 septembre 2010, ainsi que le 2 novembre 2010, la Société a payé toutes les parts de fiducie du Fonds (voir Note 4). Ces paiements ont été effectués en partie par l'émission de débentures convertibles d'une valeur de 135 900 000 \$, aux mêmes termes et conditions que celles émises le 15 septembre 2010 et l'autre partie au comptant.

Au moyen de modèles d'établissement de prix reconnus et en se servant des taux d'intérêts de 8,50 % en vigueur à la date d'émission d'instruments assortis de modalités et de risques similaires, les débentures ont été séparées selon la juste valeur respective de leurs composantes dette et équité. Au 31 décembre 2010, la valeur totale des débentures émises était de 245 150 000 \$, dont 19 537 000 \$ a été attribué à la portion équité.

La composante dette, représentant la valeur attribuée au passif à la date de création, est comptabilisée à titre de passif à long terme. Pour rétablir la dette à sa valeur nominale, la Société imputera des intérêts débiteurs additionnels à la composante dette jusqu'à son échéance, soit une période de 7 ans.

Au 31 décembre 2010, la valeur des débentures convertibles s'établit comme suit :

Débentures convertibles émises, net des conversions de 26 \$	245 124
Composante équité des débentures convertibles	(19 537)
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, net de l'amortissement cumulé de 19 \$	(5 174)
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles à 8,50 %	411
	<u>220 824</u>

## Note 11.

### INSTRUMENTS FINANCIERS

#### CLASSEMENT DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Le classement des instruments financiers au 31 décembre 2010 et 2009 ainsi que leur valeur comptable et leur juste valeur respectives se présentent comme suit :

	2010		2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTIONS</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	92 650	92 650	37 821	37 821
Encaisse affectée	15 924	15 924	-	-
<b>DISPONIBLES À LA VENTE</b>				
Actif financier disponible à la vente	21 508	21 508	-	-
<b>PRÊTS ET CRÉANCES</b>				
Comptes débiteurs	60 420	60 420	39 632	39 632
Fonds de réserve et autres placements en fidéicommis	3 146	3 146	2 647	2 647
<b>AUTRES PASSIFS FINANCIERS</b>				
Emprunts et avances bancaires	195	195	12 291	12 291
Comptes créditeurs et charges à payer	58 815	58 815	28 913	28 913
Dette à long terme	522 650	535 890	236 187	236 247
Déventures convertibles	245 124	251 252	-	-

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au 31 décembre 2010 et 2009 se détaillent comme suit :

	2010	2009
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>		
Contrats de change à terme	104	422
Contrats à terme de taux d'intérêt	-	1 092
Swaps financiers de prix d'électricité	665	5 783
	769	7 297
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>		
Contrats de change à terme	183	896
Swaps financiers de commodités	2 632	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	8 202	6 749
	11 017	7 645

#### 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, l'encaisse affectée, les comptes débiteurs, les fonds de réserve et autres placements en fidéicommis, les emprunts et avances bancaires et les comptes créditeurs et charges à payer est comparable à leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

## Note 11. Instruments financiers (suite)

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. Les débentures convertibles sont transigées sur le marché boursier alors la juste valeur marchande est établie selon les cours au 31 décembre 2010.

31 décembre 2010	<i>Échéance</i>	<i>Taux<sup>(1)</sup></i>	<i>Taux d'actualisation</i>	<i>Juste valeur</i>
Convention cadre (France) – projets éoliens	2017-2022	4,95	4,95	192 079
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	2016	5,00	5,02	7 065
Crédits-baux (France) – portion fixe	2012-2015	4,65	3,97	5 412
Crédits-baux (France) – portion variable	2012-2015	4,00	4,00	2 823
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	2011	6,00	4,90	9 425
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	2031	7,05	6,45	197 208
Billets canadiens de premier rang garantis	2014	6,60	4,19	38 925
Billets américains de premier rang garantis	2013	6,20	3,40	75 735
Prêt à terme – parc solaire (France)	2025-2028	5,15	5,15	3 205
Débentures convertibles	2017	6,75	–	251 252
Autres dettes	–	–	–	4 013

(1) Taux moyens pondérés, ajustés 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.

Le tableau ci-dessous résume les engagements de Boralex en vertu des contrats de change à terme au 31 décembre 2010 :

31 décembre 2010	<i>Échéance</i>	<i>Taux de change</i>	<i>Montant nominal</i>	<i>Juste valeur</i>
<b>CONTRATS DE VENTES</b>				
Contrats de change à terme sur devises (\$ US contre \$ CA)	17 février 2011	1,1254	800 \$ US	104 \$ CA
Contrats de change à terme sur devises (€ contre \$ CA)	30 novembre 2011	1,3848	4 000 €	(183)\$ 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 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 principalement 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 2010 :

31 décembre 2010	<i>Échéance</i>	<i>Valeur fixée par MWh</i>	<i>MWh couverts</i>	<i>Juste valeur</i>
Swaps financiers de prix d'électricité	28 février 2011	79 \$	35 400	665 \$ CA

## Note 11. Instruments financiers (suite)

**SWAPS FINANCIERS DE COMMODITÉS**

La juste valeur des swaps financiers de commodités est établie selon une méthode d'actualisation des flux de trésorerie futurs anticipés. Les flux de trésorerie futurs anticipés sont déterminés par référence aux prix ou taux à terme en vigueur à la date d'évaluation de l'indice financier sous-jacent (taux de change ou prix d'une matière première) selon les termes contractuels de l'instrument. 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 financiers de commodités au 31 décembre 2010 :

31 décembre 2010	<i>Échéance</i>	<i>Notionnel actuel</i>	<i>Prix fixé</i>	<i>Juste valeur</i>
Swaps financiers de commodités - gaz naturel	30 novembre 2012	2 772 000 gigajoules	5,165 \$ CA	(2 496) \$ CA
Swaps financiers de commodités - huile	30 novembre 2012	168 000 barils	79,50 \$ CA	(136) \$ 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 financiers de taux d'intérêt au 31 décembre 2010 :

31 décembre 2010	<i>Devise</i>	<i>Taux payeur fixe</i>	<i>Taux receveur variable</i>	<i>Échéance</i>	<i>Notionnel actuel</i>	<i>Juste valeur</i>
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euros	3,295 % à 5,155 %	Euribor 6 mois	2015 - 2028	136 324 €	(8 202) \$ CA



## Note 11. Instruments financiers (suite)

**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. La classification des instruments financiers évalués à la juste valeur au bilan est fonction des niveaux hiérarchiques suivants :

- le niveau 1 : consiste en une évaluation fondée sur des prix (non ajustés) cotés sur des marchés 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, les swaps financiers de commodités et 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.

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

	<i>Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :</i>			
	<i>31 décembre 2010</i>	<i>Niveau 1</i>	<i>Niveau 2</i>	<i>Niveau 3</i>
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	92 650	92 650	-	-
Encaisse affectée	15 924	15 924	-	-
Actif financier disponible à la vente	21 508	21 508	-	-
Fonds de réserve	3 146	3 146	-	-
Contrats de change à terme	104	-	104	-
Swaps financiers de prix d'électricité	665	-	-	665
	<b>133 997</b>	<b>133 228</b>	<b>104</b>	<b>665</b>
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>				
Contrats de change à terme	183	-	183	-
Swaps financiers de commodités	2 632	-	2 632	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	8 202	-	8 202	-
	<b>11 017</b>	<b>-</b>	<b>11 017</b>	<b>-</b>
	<i>Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :</i>			
	<i>31 décembre 2009</i>	<i>Niveau 1</i>	<i>Niveau 2</i>	<i>Niveau 3</i>
<b>ACTIFS FINANCIERS</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37 821	37 821	-	-
Fonds de réserve	2 647	2 647	-	-
Contrats de change à terme	422	-	422	-
Contrats à terme de taux d'intérêt	1 092	-	1 092	-
Swaps financiers de prix d'électricité	5 783	-	-	5 783
	<b>47 765</b>	<b>40 468</b>	<b>1 514</b>	<b>5 783</b>
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>				
Contrats de change à terme	896	-	896	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	6 749	-	6 749	-
	<b>7 645</b>	<b>-</b>	<b>7 645</b>	<b>-</b>

## Note 11. Instruments financiers (suite)

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 2010	<i>Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur (évaluation de niveau 3)</i>
<b>Solde au début de l'exercice</b>	5 783
Total des gains (pertes)	
En résultat net	
Perte nette sur instruments financiers	(1)
En autres éléments du résultat étendu	
Variation de la juste valeur des instruments financiers	3 442
Perte de change latente	(122)
Règlements	(8 437)
<b>Solde à la fin de l'exercice</b>	665

**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* (« AÉÉRÉ ») alors que la portion inefficace est constatée au résultat net. Les montants accumulés parmi les AÉÉRÉ 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 AÉÉRÉ aux résultats nets, en ajustement de la valeur comptable des achats réalisés en dollars canadiens au cours de la période. Au 31 décembre 2010, un gain de 509 000 \$ avant impôts avait ainsi été comptabilisé dans les AÉÉRÉ contre la dépense d'achats de résidus de bois. La Société prévoit un reclassement du solde entier en 2011 dû au fait que les contrats se terminent en février 2011. 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 des achats de la Société 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 entre 2008 et 2010 des contrats à terme qui lui ont permis de fixer le taux de change sur l'ensemble des achats de turbines à un taux moyen de 1,4872 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 2010, une perte de change totale de 5 652 000 \$ a ainsi été transférée des *Autres éléments du résultat étendu* et porté en augmentation des achats de turbines. Au 31 décembre 2010, un solde créditeur de 111 000 \$ (solde débiteur de 66 000 \$ en 2009) était comptabilisé dans les *Autres éléments du résultat étendu*. Ce montant sera entièrement porté en ajustement du coût des turbines lors des déboursés prévus au cours de 2011.

## Note 11. Instruments financiers (suite)

Dans le cadre du site éolien de la Seigneurie de Beaupré au Québec, 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 2010 des contrats à terme de 5 000 000 € qui lui ont permis de fixer le taux de change sur l'ensemble des achats de turbines à un taux moyen de 1,4384 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 2010, aucun montant n'a encore été transféré des *Autres éléments du résultat étendu* car aucun versement n'a été fait au fournisseur. Au 31 décembre 2010, un solde débiteur de 492 000 \$ était comptabilisé dans les *Autres éléments du résultat étendu*. Ce montant sera entièrement porté en ajustement du coût des turbines lors des déboursés prévus au cours de 2011.

Le 31 décembre 2010, 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 2010 aurait respectivement été supérieur ou inférieur de 537 000 \$ (580 000 \$ en 2009), alors que les *Autres éléments du résultat étendu* auraient respectivement été supérieurs ou inférieurs de 7 009 000 \$, nets des impôts (6 716 000 \$ en 2009).

## 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. 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 2010, la Société avait un swap financier d'électricité pour des livraisons totales de 35 400 MWh s'étendant jusqu'au 28 février 2011 (429 600 MWh en 2009). Au 31 décembre 2010, la juste valeur favorable de ce swap financier d'électricité s'élevait à 665 000 \$ (5 783 000 \$ en 2009) et il 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*.

Les centrales françaises et canadiennes, ainsi que celles de Middle Falls, Hudson Falls et South Glens 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 89 % de la production prévue au cours des 2 premiers mois de l'exercice est couverte par ce swap. Pour ce qui est de la centrale de Fort Fairfield, une nouvelle entente de vente d'électricité a été conclue en janvier 2011 et sera effective le 1<sup>er</sup> mars 2011, pour une période de deux ans.

La centrale de co-génération de Kingsey Falls au Québec achète et consomme du gaz naturel et le prix de cette commodité peut subir des fluctuations importantes. De plus, le prix de vente de la vapeur produite par cette centrale est indexé au prix du pétrole qui lui aussi est sujet à des fluctuations. Dans le but de minimiser le risque de prix, la Société s'est engagé dans deux contrats de swaps de commodités. Le premier contrat couvre une période du 1<sup>er</sup> novembre 2011 au 30 novembre 2012 et couvre environ 90% des achats de gaz naturel de la centrale durant cette période, soit 2 772 000 gigajoules à 5,165 \$. Au 31 décembre 2010, la juste valeur défavorable de ce swap financier de commodité s'élevait à 2 496 000 \$ et il a été désigné à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux achats futurs de gaz naturel.

La Société a également conclu un swap financier pour la vente d'huile #6 couvrant la période du 1<sup>er</sup> décembre 2010 au 30 novembre 2012. Cet instrument sert à compenser les fluctuations de l'index inclus dans la formule de prix de vente de la vapeur. Le contrat engage la Société à recevoir un prix fixe de 79,50 \$CA/baril et à payer le prix variable du marché à raison de 7 000 barils par mois. Ce contrat couvre environ 50 % du prix de vente total de la vapeur. Au 31 décembre 2010, la juste valeur défavorable de ce swap financier de commodité s'élevait à 136 000 \$ et il a été désigné à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures de vapeur. 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; ces variations seront alors constatées aux résultats sous le poste *Charges d'exploitation* et *Produits de la vente d'énergie*, respectivement.

Le 31 décembre 2010, 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 2010 aurait été respectivement supérieur ou inférieur de 853 000 \$ (693 000 \$ en 2009), alors que les *Autres éléments du résultat étendu* auraient respectivement été inférieurs ou supérieurs de 124 000 \$, nets des impôts (746 000 \$ en 2009).

## Note 11. Instruments financiers (suite)

## Risque de taux d'intérêt

La facilité rotative, la convention cadre, le prêt à terme pour le parc solaire en France, 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 89 % à 100 % 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 3,29 % 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 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 37 % à 4 %. Au 31 décembre 2010, le solde notionnel de ces swaps est de 181 570 000 \$ (136 324 000 €) (186 317 000 \$ en 2009 (93 011 000 € et 46 800 000 \$)) et leur juste valeur défavorable s'établit à 8 202 000 \$ (6 158 000 €) (6 749 000 \$ en 2009 (4 326 000 € et 259 000 \$)). Ces swaps viennent à échéance entre 2015 et 2028. 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 4 734 000 \$ avant impôts sera ainsi reclassée des *Autres éléments du résultat étendu* vers les résultats. Par ailleurs, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, une dépense avant impôts de 100 000 \$ (213 000 \$ en 2009) 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 avait 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. La comptabilité de couverture a été appliquée à ces contrats à terme, de sorte que la variation périodique de l'inefficacité cumulative était 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. Par ailleurs, dans le cadre du financement initial de la Phase I de ce même projet, la Société avait également eu recours à un swap de taux d'intérêts afin de couvrir les paiements à taux d'intérêts variable associés à ce financement. Puisque le refinancement a été effectué à taux fixe, la Société n'avait plus besoin de cet instrument pour couvrir les flux d'intérêts futurs de la dette, c'est pourquoi il a été terminé à cette date. Cependant, puisque l'élément couvert par ce swap, soit les flux d'intérêts reliés au financement de Thames River, continuait d'être probable, la perte accumulée aux *Autres éléments du résultat étendu* n'a pas été immédiatement reclassée aux résultats nets. En date du refinancement, les pertes accumulées sur les contrats à terme et sur le swap de taux d'intérêts se chiffraient à 723 000 \$ et 700 000 \$, respectivement. Depuis cette date, le montant ainsi accumulé aux *Autres éléments du résultat étendu* est 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 2010, le solde à amortir des pertes latentes est de 687 000 \$ pour les contrats à terme et de 574 000 \$ pour le swap de taux d'intérêts et sont comptabilisées dans les *Autres éléments du résultat étendu*. La Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois, les charges d'amortissement des pertes sur les contrats à terme et sur le swap de taux d'intérêts seront de 45 000 \$ et 159 000 \$ respectivement. Enfin, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010, des charges avant impôts de 88 000 \$ lié à l'inefficacité de ces deux types d'instruments ont été comptabilisées au poste *Perte nette sur instruments financiers* à l'état des résultats consolidés.

Le 31 décembre 2010, 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 2010 aurait été respectivement inférieur ou supérieur de 31 000 \$ (40 000 \$ en 2009) tandis que les *Autres éléments du résultat étendu* auraient été supérieurs ou inférieurs de 1 458 000 \$, nets des impôts (1 459 000 \$ en 2009).

**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.

## Note 11. Instruments financiers (suite)

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'action 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 2010, la Société comptait deux clients (quatre clients en 2009) 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 21 des présents états financiers donne de plus amples détails.

Au 31 décembre 2010, environ 1 % (2 % en 2009) des comptes débiteurs étaient impayés depuis plus de 90 jours après la facturation, tandis qu'environ 94 % (94 % en 2009) 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 2010, la Société possédait également une facilité rotative d'un montant autorisé de 40 000 000 \$, et des lettres de crédit d'un montant total de 8 895 000 \$ étaient émises contre ce crédit d'exploitation.

Les tableaux qui suivent présentent les échéances contractuelles des passifs financiers et instruments financiers dérivés aux 31 décembre 2010 et 2009 :

31 décembre 2010	Valeur comptable	Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)				
		Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>						
<b>NON DÉRIVÉS :</b>						
Emprunts et avances bancaires	195	195	-	-	-	195
Comptes créditeurs et charges à payer	58 815	58 815	-	-	-	58 815
Convention cadre (France) – projets éoliens	192 079	22 500	22 020	64 183	152 356	261 059
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	7 580	1 527	1 526	4 336	1 410	8 799
Crédits-baux (France)	7 079	2 813	1 797	3 373	-	7 983
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	9 000	9 540	-	-	-	9 540
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	184 665	16 861	18 652	55 314	243 956	334 783
Billets canadiens de premier rang garantis	38 328	2 321	2 321	38 530	-	43 172
Billets américains de premier rang garantis	76 646	4 379	4 379	73 249	-	82 007
Prêt à terme – solaire	3 205	152	299	982	2 556	3 989
Autres dettes	4 068	110	113	1 165	2 269	3 657
Débitures convertibles	245 124	16 546	16 546	49 638	24 818	107 548
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS</b>						
<b>DÉRIVÉS :</b>						
Contrats de change à terme	183	86	-	-	-	86
Swaps financiers de commodités	2 632	196	2 630	-	-	2 826
Swaps financiers de taux d'intérêt	8 202	4 734	3 432	3 703	(1 266)	10 603
	837 803	140 775	73 715	294 473	426 099	935 062

## Note 11. Instruments financiers (suite)

31 décembre 2009	Valeur comptable	Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)					Total
		Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans		
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>							
<b>NON DÉRIVÉS :</b>							
Emprunts et avances bancaires	12 291	12 291	-	-	-	-	12 291
Comptes créditeurs et charges à payer	28 913	28 913	-	-	-	-	28 913
Convention cadre (France) – projets éoliens	140 327	16 798	25 332	72 798	195 615	-	310 543
Prêt à terme – parc éolien de Nibas	9 790	1 720	1 720	4 974	3 215	-	11 629
Prêt à terme – centrale de Stratton	1 985	2 014	-	-	-	-	2 014
Crédits-baux (France)	10 585	3 174	3 176	5 323	500	-	12 173
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	14 000	5 623	9 137	-	-	-	14 760
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	47 700	2 462	4 778	60 304	-	-	67 544
Prêt à terme – parc éolien de Bel Air	8 986	910	918	2 804	6 841	-	11 473
Autres dettes	2 814	1 389	86	258	601	-	2 334
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS</b>							
<b>DÉRIVÉS :</b>							
Contrats de change à terme	896	898	-	-	-	-	898
Swaps financiers de taux d'intérêt	6 749	5 045	3 686	2 106	(3 744)	-	7 093
	285 036	81 237	48 833	148 567	203 028	-	481 665

Les flux de trésoreries non actualisés pour les passifs financiers non dérivés sont établis en tenant compte des remboursements de capital et d'intérêt 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.

**Note 12.****VENTE D'UNE FILIALE**

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

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

**Note 13.****VARIATION DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE**

Le 4 juin 2010, une filiale européenne de la Société a acquis le solde de 49 % des actions de Boralex Cham Longe II S.A.S. (« Cham Longe II ») qu'elle ne détenait pas. La valeur de la transaction a été établie à 1 380 000 € (1 751 000 \$). L'excédent du prix payé pour l'acquisition des actions de Cham Longe II sur leur valeur comptable a été de 1 360 000 € (1 725 000 \$) et porté au compte *Bénéfices non répartis*.

Le 6 juillet 2010, la Société a conclu une souscription de capital de 4 265 000 € (5 662 000 \$) de son partenaire européen. Le pourcentage des opérations européennes détenues par ce partenaire a augmenté de 3,71 % pour atteindre 20,01 %. L'entente initiale conclue en décembre 2009 prévoit que ce partenaire pourrait souscrire à une augmentation de capital jusqu'à 33 000 000 € pour une participation maximale de 30 % dont 19 265 000 € ont été contribués à ce jour. L'excédent du produit de la vente partielle d'une filiale a été de 3 415 000 \$ et porté au compte *Bénéfices non répartis*.

## Note 14.

### CAPITAL-ACTIONS

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	2010		2009	
	Nombre d'actions (en milliers)	Montant	Nombre d'actions (en milliers)	Montant
Solde au début de l'exercice	37 741	222 694	37 741	222 694
Émission d'actions	a) 2	26	-	-
Rachat d'actions	b) -	-	-	-
Exercice d'options	c) 22	133	-	-
Solde à la fin de l'exercice	37 765	222 853	37 741	222 694

- a) Chaque débenture peut être convertie au gré de son porteur en actions de catégorie A de Boralex à quelque moment que ce soit selon les termes et conditions décrites à la note 10. Certains détenteurs ont choisis cette option et ont convertis 256 débentures pour une valeur de 26 000 \$ en échange de 2 048 actions.
- b) En 2010, 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, soit du 1<sup>er</sup> septembre 2010 au 31 août 2011, Boralex peut racheter jusqu'à concurrence de 250 000 actions de catégorie A, soit 0,66 % des 37 740 921 actions de catégorie A de Boralex alors émises et en circulation. Tous les rachats sont effectués par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto et les actions ainsi rachetées sont annulées. En date du 31 décembre 2010, Boralex n'a racheté aucune action.
- c) 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. 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 :

	2010		2009	
	Nombre d'options	Prix moyen pondéré de levée	Nombre d'options	Prix moyen pondéré de levée
En circulation au début de l'exercice	1 337 610	9,11	1 005 816	9,76
Attribuées	232 256	9,20	331 794	7,14
Exercées	(22 170)	6,00	-	-
En circulation à la fin de l'exercice	1 547 696	9,17	1 337 610	9,11
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	879 077	9,13	755 578	8,43

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2010 :

Accordées en	Options en circulation		Options pouvant être levées		
	Nombre d'options	Prix de levée	Nombre d'options	Prix de levée	Année d'expiration
2002	18 021	8,63	18 021	8,63	2012
2004	48 042	4,35	48 042	4,35	2014
2005	336 138	6,41	336 138	6,41	2015
2006	296 434	9,60	296 434	9,60	2016
2007	151 745	13,30	113 809	13,30	2017
2008	133 266	17,29	66 633	17,29	2018
2009	331 794	7,14	-	-	2019
2010	232 256	9,20	-	-	2020
	1 547 696	9,17	879 077	9,13	

## Note 14. Capital-actions (suite)

Les données diluées par action ont été calculées ainsi :

	<b>2010</b>	2009
Bénéfice net disponible pour les actionnaires détenteurs d'actions ordinaires	<b>23 100</b>	24 439
Bénéfice net disponible pour les actionnaires détenteurs d'actions ordinaires, sur une base diluée	<b>26 557</b>	24 439
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>37 741 916</b>	37 740 921
Effet de dilution des options d'achat d'actions	<b>118 176</b>	95 490
Moyenne pondérée ajustée du nombre d'actions ordinaires	<b>37 860 092</b>	37 836 411
Bénéfice net de base par action ordinaire	<b>0,61</b>	0,65
Bénéfice net dilué par action ordinaire	<b>0,61</b>	0,65
Débitures convertibles exclues en raison de leur effet anti-dilutif dans le calcul du bénéfice net dilué par action	<b>5 181 823</b>	-
Options d'achat exclues en raison de leur effet anti-dilutif dans le calcul du bénéfice net dilué par action	<b>813 701</b>	599 466

## Note 15.

### 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 :

	<b>2010</b>	2009
Solde au début de l'exercice	<b>4 295</b>	3 069
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	<b>1 232</b>	1 226
Solde à la fin de l'exercice	<b>5 527</b>	4 295

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 :

	<b>2010</b>	2009
Taux d'intérêt sans risque	<b>3,83 %</b>	3,04 %
Dividende annuel prévu	<b>0,00 %</b>	0,00 %
Durée de vie prévue	<b>7 ans</b>	7 ans
Volatilité prévue	<b>38 %</b>	46 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	<b>4,12 \$</b>	3,48 \$



## Note 16.

### CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

	<b>2010</b>					
	<i>Écarts de conversion</i>	<i>Couverture Prix d'électricité</i>	<i>Couverture Taux d'intérêts</i>	<i>Couverture Commodités</i>	<i>Couverture Devises</i>	<i>Total</i>
Solde au début de l'exercice	(44 515)	5 019	(6 720)	–	(643)	(46 859)
Variation de la juste valeur	(16 264)	3 442	(7 919)	(1 133)	(5 418)	(27 292)
Reclassements aux résultats nets	3 604	(8 438)	3 415	(22)	(509)	(1 950)
Reclassements au bilan	–	–	–	–	5 652	5 652
Impôts	(179)	1 998	1 371	327	133	3 650
Solde à la fin de l'exercice	(57 354)	2 021	(9 853)	(828)	(785)	(66 799)

	<b>2009</b>					
	<i>Écarts de conversion</i>	<i>Couverture Prix d'électricité</i>	<i>Couverture Taux d'intérêts</i>	<i>Couverture Commodités</i>	<i>Couverture Devises</i>	<i>Total</i>
Solde 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)	(25 249)
Part des écarts de conversion cumulés du Fonds	(2 174)	–	–	–	–	(2 174)
Reclassements aux résultats nets	1 076	(24 604)	2 122	–	(126)	(21 532)
Reclassements au bilan	–	–	–	–	(3 884)	(3 884)
Impôts	581	2 828	626	–	929	4 964
Solde à la fin de l'exercice	(44 515)	5 019	(6 720)	–	(643)	(46 859)

## Note 17.

### 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, des instruments hybrides tel que des débetures convertibles, 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.

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 2010 et 2009, 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.

## Note 17. Gestion du capitale (suite)

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 incluant la totalité des débetures convertibles. 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 2010, la Société a réalisé les résultats suivants relativement à ses objectifs de gestion du capital :

- ratio d'endettement net/capitalisation totale aux livres de 40,8 % (37,8 % au 31 décembre 2009); et
- solde de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de 108 574 000 \$ (37 821 000 \$ au 31 décembre 2009).

Bien que le ratio d'endettement net/capitalisation totale aux livres soit actuellement de 40,8 %, 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 18.

### FRAIS DE FINANCEMENT

	Note	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme, net de l'effet des swaps de taux d'intérêts	a)	23 623	8 791
Intérêts sur les débetures convertibles		4 938	–
Intérêts créditeurs		(555)	(1 075)
Amortissement des frais de financement		3 033	841
Amortissement des frais du programme de monétisation		–	2 052
Frais de financement relatifs aux crédits d'impôts pour énergie renouvelable		–	2 376
Autres intérêts et frais bancaires		915	1 298
		<b>31 954</b>	<b>14 283</b>
Intérêts capitalisés aux centrales en développement		(7 850)	(556)
		<b>24 104</b>	<b>13 727</b>

a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-acquisition a été de 453 000 \$ en 2010 (738 000 \$ en 2009).

## Note 19.

### IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

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

	<b>2010</b>	2009
Charge d'impôts sur le bénéfice		
Impôts exigibles	7 362	1 468
Impôts futurs	<b>(20 100)</b>	3 002
	<b>(12 738)</b>	4 470
Bénéfice avant impôts sur le bénéfice	<b>10 563</b>	29 011
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable inclus dans le bénéfice avant impôts *	-	(266)
	<b>10 563</b>	28 745
Taux combiné d'imposition de base du Canada et du Québec (%)	<b>30,00</b>	30,90
Charge d'impôts selon le taux statutaire	<b>3 169</b>	8 882
Augmentation (Diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Renversement d'impôts futurs lié à la prise de contrôle du Fonds	<b>(12 750)</b>	-
Éléments non imposables/non déductibles	<b>(5 449)</b>	(8 700)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	1 785	1 906
Écart de la variation des taux d'impôts sur des éléments spécifiques	1 474	1 012
Variation de la provision pour moins-value	<b>(915)</b>	286
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts futurs et courants	-	545
Autres	<b>(52)</b>	539
	<b>(12 738)</b>	4 470

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

b) Les impôts futurs comprennent les éléments suivants :

	<b>2010</b>	2009
Avantage fiscal découlant des pertes reportées	51 535	50 154
Frais reportés	<b>(3 428)</b>	(4 877)
Provisions	1 582	621
Placement	<b>(1 354)</b>	(14 988)
Immobilisations corporelles et autres actifs à long terme	<b>(96 443)</b>	(65 806)
Instruments financiers	691	(2 465)
Autres	<b>(20)</b>	598
Impôts futurs	<b>(47 437)</b>	(36 763)
Actifs d'impôts futurs	512	422
Passifs d'impôts futurs	<b>(47 949)</b>	(37 185)
	<b>(47 437)</b>	(36 763)

c) La Société et ses filiales, en particulier les filiales françaises, ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 171 578 000 \$, 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	2015	2026	2027	2028	2030	ILLIMITÉ	TOTAL
489	71	537	4 085	5 222	2 563	10 000	148 611	171 578

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<sup>er</sup> 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 20.

### VARIATION DES ÉLÉMENTS HORS CAISSE DU FONDS DE ROULEMENT

	2010	2009
Diminution (augmentation) des :		
Comptes débiteurs	(18 139)	5 084
Stocks	1 653	(1 476)
Frais payés d'avance	791	(731)
Augmentation (diminution) des :		
Comptes créditeurs et charges à payer	16 976	11 748
Impôts sur le bénéfice	4 136	(1 252)
	<b>5 417</b>	<b>13 373</b>

## Note 21.

### INFORMATION SECTORIELLE

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

	2010	2009
Bénéfice net attribuable aux actionnaires	23 100	24 439
Part des actionnaires sans contrôle	201	102
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le bénéfice	(12 738)	4 470
Gain sur dilution	-	(13 865)
Gain sur vente d'une filiale	(774)	-
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	(15 130)	-
Frais de financement	24 104	13 727
Perte nette sur instruments financiers	247	923
Perte de change	4 298	1 473
Amortissement	40 658	26 056
<b>BAIIA</b>	<b>63 966</b>	<b>57 325</b>

Les produits sont attribués aux différents pays selon le pays de domiciliation du client. En 2010, la Société comptait deux clients (quatre clients en 2009) 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 :

2010		2009	
<i>% des ventes attribuables à un client</i>	<i>Secteurs</i>	<i>% des ventes attribuables à un client</i>	<i>Secteurs</i>
18	Éolien et Gaz naturel	21	Éolien et Gaz naturel
20	Résidus de bois	19	Résidus de bois
		19	Résidus de bois
		16	Résidus de bois

## Note 21. Information sectorielle (suite)

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

	2010	2009	2010	2009
	<i>Production d'électricité (MWH)</i>		<i>Produits de la vente d'énergie</i>	
	<i>(Non audité)</i>	<i>(Non audité)</i>		
Sites éoliens	377 392	235 418	45 924	33 872
Centrales hydroélectriques	328 290	145 303	26 221	10 329
Centrales thermiques – résidus de bois	1 236 930	1 156 652	105 357	123 391
Centrales thermiques – gaz naturel	102 172	37 501	25 362	17 187
	<b>2 044 784</b>	<b>1 574 874</b>	<b>202 864</b>	<b>184 779</b>
		<i>BAIIA</i>	<i>Nouvelles immobilisations corporelles</i>	
Sites éoliens	36 263	26 789	175 217	76 761
Centrales hydroélectriques	18 929	5 538	2 354	1 184
Centrales thermiques – résidus de bois	23 491	39 995	4 990	4 851
Centrales thermiques – gaz naturel	6 291	2 155	(179)	28
Corporatif et éliminations	(21 008)	(17 152)	4 611	1 708
	<b>63 966</b>	<b>57 325</b>	<b>186 993</b>	<b>84 532</b>
Aux 31 décembre	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
		<i>Actif total</i>	<i>Immobilisations corporelles</i>	
Sites éoliens	538 604	363 644	420 675	288 225
Centrales hydroélectriques	264 481	34 622	198 331	25 758
Centrales thermiques – résidus de bois	213 842	138 014	159 629	84 660
Centrales thermiques – gaz naturel	40 561	13 600	20 834	7 150
Corporatif	175 783	113 887	11 231	7 746
	<b>1 233 271</b>	<b>663 767</b>	<b>810 700</b>	<b>413 539</b>

## INFORMATIONS PAR SECTEUR GÉOGRAPHIQUE

	2010	2009	2010	2009
	<i>Production d'électricité (MWH)</i>		<i>Produits de la vente d'énergie</i>	
	<i>(Non audité)</i>	<i>(Non audité)</i>		
États-Unis	1 393 618	1 274 837	116 726	130 780
France	295 141	267 291	47 548	50 556
Canada	356 025	32 746	38 590	3 443
	<b>2 044 784</b>	<b>1 574 874</b>	<b>202 864</b>	<b>184 779</b>
		<i>BAIIA</i>	<i>Nouvelles immobilisations corporelles</i>	
États-Unis	34 970	43 043	3 775	4 735
France	23 389	24 364	76 141	10 710
Canada	5 607	(10 082)	107 077	69 087
	<b>63 966</b>	<b>57 325</b>	<b>186 993</b>	<b>84 532</b>
Aux 31 décembre	<b>2010</b>	2009	<b>2010</b>	2009
		<i>Actif total</i>	<i>Immobilisations corporelles</i>	
États-Unis	285 267	179 494	174 054	89 889
France	310 161	254 142	224 647	190 797
Canada	637 843	230 131	411 999	132 853
	<b>1 233 271</b>	<b>663 767</b>	<b>810 700</b>	<b>413 539</b>

## Note 22.

### OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

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

	2010	2009
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Produits de la vente d'énergie	14 435	10 087
Charges d'exploitation	1 745	1 521
Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société		
Autres revenus	496	523
Intérêts créditeurs	29	32

Dans le cadre du rachat des intérêts minoritaires dans Forces Motrices St-François en 2009, 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 2010 et 2009, les bilans comprenaient les soldes suivants avec des apparentés :

	2010	2009
Compagnie (et ses filiales) ayant une influence notable sur la Société		
Comptes débiteurs	3 381	232
Comptes créditeurs et charges à payer	793	1 532
Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société		
Comptes débiteurs	569	549

## Note 23.

### ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

#### OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

	Total	2011	2012	2013	2014	Paiements
						2015+
Contrats d'achat, d'approvisionnement et d'entretien ( <i>h, i, j</i> )	67 542	23 960	17 432	3 659	4 252	18 239
Contrats de location de terrains ( <i>k, l, m, n</i> )	36 009	1 762	1 836	1 891	1 546	28 974
Autres obligations ( <i>p</i> )	750	750	-	-	-	-
Total	104 301	26 472	19 268	5 550	5 798	47 213

#### CONTRATS DE VENTE

- a) Aux États-Unis, en vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2027 la totalité de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique Middle Falls.

Le 28 février 2011, l'entente à long terme de la centrale alimentée en résidus de bois de Fort Fairfield est venue à échéance. En date du 1<sup>er</sup> mars 2011, une nouvelle entente de vente d'électricité pour cette centrale a été conclue pour une période de deux ans.

Pour les centrales hydroélectriques américaines Hudson Falls et South Glens Falls, la Société s'est engagé à vendre sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme échéant en 2034 et 2035. Ces contrats prévoient des tarifs contractuels pour la majorité de la production d'électricité. La structure de prix est établie ainsi :

	Hudson Falls	South Glens Falls
	\$ US/MWh	\$ US/MWh
2011 - 2017	86,14 – 80,58	88,69 – 86,65
2018 - 2024	48,27	86,65
2025	48,27	121,79 ou marché <sup>(1)</sup>
2026 et après	56,28 ou marché <sup>(1)</sup>	121,79 ou marché <sup>(1)</sup>

(1) Le client possède une option de choisir le prix du marché en remplacement du prix contractuel jusqu'au terme de son contrat, en 2025 pour la centrale de South Glens Falls et en 2026 pour la centrale de Hudson Falls.

## Note 23. Engagements et éventualités (suite)

- b) Pour les centrales canadiennes, la Société s'est engagé à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats à long terme échéant de 2012 à 2031. Ces contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). Cependant, en vertu des contrats à long terme, à l'exception de deux centrales, le taux d'indexation ne devrait pas être plus bas que 3 % ni plus élevé que 6 %.
- c) Pour les centrales en France, la Société s'est engagé à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats à long terme échéant de 2013 à 2025. Ces contrats prévoient une indexation annuelle, selon l'évolution d'indices relatifs au coût horaire du travail et aux activités de l'industrie.
- d) La production de vapeur des centrales de Kingsey Falls (Québec) et de Blendecques (France) est vendue à Cascades, en vertu de contrats à long terme échéant en 2012 et 2022.
- e) 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 22 février 2011, le solde de ces engagements totalisait environ 7 203 000 \$ (7 242 000 \$ US) (24 863 000 \$ et 23 756 000 \$ US en 2009), pour les exercices 2011 et 2012.
- f) Le 25 juin 2008, la Société a conclu deux contrats de vente d'électricité pour une puissance totale de 272 MW avec Hydro-Québec, relativement aux parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré. Pour ce projet, la Société s'est associée à Gaz Métro et chaque partenaire 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.

**CONTRATS D'ACHATS, D'APPROVISIONNEMENT ET D'ENTRETIEN**

- g) 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 minimales. Selon les prévisions de production, la Société achètera des quantités au-delà des minimums contractuels.
- h) Dans le cadre des projets éoliens en France et au Canada, la Société a conclu des contrats d'entretien dont certains sont clé-en-main avec des fournisseurs tel que Enercon, GE Wind Energy, Nordex et Qcells. Les contrats ont des durées initiales entre cinq et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés totaux de 31 956 000 \$ dont environ 2 800 000 \$ payable en 2011.
- i) Dans le cadre des projets éoliens en Ontario et en France, la Société a conclu des nouveaux contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements nets est de 18 458 000 \$, soit 12 499 000 € et 1 542 000 \$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2011 (127 789 000 \$ au 31 décembre 2009). 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.
- j) La Société s'est engagé à acheter environ 90 % des besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls en vertu d'un contrat d'approvisionnement signé en 1995 et échéant en 2012. Le prix initial du gaz naturel fixé en 1995 était de 1,75 \$ par gigajoule ; ce prix est indexé annuellement jusqu'en novembre 2011 selon l'évolution de l'IPC, sous réserve d'une augmentation minimale de 3 % et d'une augmentation maximale de 6 % par année. Au cours de la dernière année du contrat, le prix du gaz naturel livré sera égal au prix du marché, majoré d'une prime de 3 %. En juillet 2010, la Société a conclu une entente d'approvisionnement pour couvrir ses besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls du 1er novembre 2011 au 30 novembre 2012. Ce contrat couvre pour 13 mois le prix de la molécule de gaz naturel et pour 12 mois son transport. Les déboursés totaux relativement à ce contrat s'élèvent à environ 17 128 000 \$ incluant le gaz et le transport à la centrale.

**CONTRATS DE LOCATION DE TERRAINS**

- k) 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. En 2010, le loyer a été de 356 000 \$ (358 000 \$ US) (364 000 \$ et 348 000 \$ US en 2009) 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.
- l) Pour l'exploitation de Thames River, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de 27 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 623 000 \$, soit environ 14 000 \$ par éolienne.
- m) 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 500 000 \$ (375 000 €).

## Note 23. Engagements et éventualités (suite)

- n) En ce qui concerne certaines de ses centrales hydroélectriques situées au Canada, la Société est liée par des conventions de location de l'emplacement des centrales ainsi que des droits relatifs à l'utilisation de la force hydraulique, nécessaire à l'exploitation de celles-ci. En vertu de ces conventions, venant à échéance de 2013 à 2020, la Société paie un loyer basé sur le niveau de production d'électricité.

La Société loue à NMPC le terrain sur lequel sont situées ses installations hydroélectriques américaines. Les baux viennent à échéance à l'expiration des contrats de vente d'électricité conclus avec NMPC. Les charges locatives relatives aux paiements de loyers non conditionnels sont constatées selon une formule linéaire en fonction du loyer moyen sur la durée des baux.

En raison de l'impossibilité d'en établir les montants avec certitude, le total des paiements de loyers minimaux futurs de la centrale de South Glens Falls, dans l'état de New York, n'inclut pas les loyers conditionnels des exercices compris entre la 26e et la 40e année du bail, inclusivement. Les charges locatives pour ces exercices sont établies en fonction d'un pourcentage des produits bruts. En outre, les baux accordent à NMPC un droit de préemption à l'égard de l'acquisition des installations hydroélectriques à la juste valeur marchande à la fin du bail. Les baux obligent également la Société à transférer le titre des installations hydroélectriques, en cas d'abandon pendant la durée du bail, et oblige NMPC à acheter et la Société à vendre les installations hydroélectriques à la fin de la durée du bail, au moindre de la juste valeur marchande ou de 10 000 000 \$ US (centrale de Hudson Falls) et 5 000 000 \$ US (centrale de South Glens Falls).

Le total des paiements minimaux futurs exigibles en vertu de ces baux au 31 décembre 2010, excluant les loyers conditionnels de la centrale de South Glens Falls, s'établit comme suit :

(en milliers de \$)

2011	274
2012	289
2013	305
2014	321
2015	338
Par la suite	9 837

## AUTRES

- o) Le 27 juillet 2009, le Conseil d'État, dernière instance d'appel en France, a maintenu la décision d'annuler le permis de construction de l'extension du site d'Avignonet-Lauragais composé 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. Une demande de régularisation de permis de construction est actuellement en cours d'instruction auprès des instances compétentes.
- p) 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 2010, un montant de 2 250 000 \$ avait été versé (900 000 \$ du 31 décembre 2009).
- q) Les centrales hydroélectriques situées au Québec sont sujettes à l'application de la Loi sur la sécurité des barrages et son règlement qui affecteront graduellement certains ouvrages hydroélectriques de la Société. Il est à noter que la centrale de St-Lambert, qui est conforme au 31 décembre 2010, n'est pas prise en considération puisqu'elle est située sur la Voie Maritime du St-Laurent et que cette loi ne lui est pas applicable. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages devront se conformer à certains critères définis dans cette loi. L'application de cette loi devrait se faire de façon graduelle. Lorsque les recommandations proposées par la Société seront acceptées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, un calendrier sera établi en tenant compte de l'urgence relative des travaux.
- La centrale de Buckingham a fait l'objet d'un rapport préliminaire sur les travaux qui seraient requis pour se conformer à cette loi, notamment afin d'améliorer la capacité d'évacuation du barrage, de préserver l'intégrité de la centrale et les impacts potentiels sur la population locale en cas de crue importante. Cette étude avance que des investissements d'environ 14 000 000 \$ seront nécessaires. En ce qui concerne les installations aux autres centrales, la Société prévoit que des investissements de 500 000 \$ seront requis pour se conformer à cette loi.
- r) Suite à la poursuite déposée le 30 août 2010 et en réaction au jugement rendu le 28 octobre 2010, O'Leary Funds Management L.P. et al. a déposé une procédure amendée en Cour supérieure du Québec le 11 janvier 2011. Cette procédure allègue l'illégalité du regroupement d'entreprise intervenue le 1<sup>er</sup> novembre 2010 entre Boralex et le Fonds et recherche en conclusion le paiement de dommages et intérêts s'élevant à près de 14 000 000 \$. La Société considère cette procédure non fondée en fait et en droit et se défendra vigoureusement. En conséquence, la Société n'a enregistré aucune provision à l'encontre de ce litige.



## Conseil d'administration

<b>BERNARD LEMAIRE</b> Président exécutif du conseil Boralex inc. Vice-président exécutif du conseil Cascades inc.	<b>ALLAN HOGG</b> Vice-président et chef de la direction financière Cascades inc.	<b>ALAIN RHÉAUME</b> <sup>(3)</sup> Fondateur et associé directeur Trio Capital inc.	(1) Membre du comité de vérification (2) Membre du comité environnement, santé et sécurité (3) Membre du comité de régie d'entreprise (4) Membre du comité des ressources humaines
<b>PATRICK LEMAIRE</b> Président et chef de la direction Boralex inc.	<b>EDWARD H. KERNAGHAN</b> <sup>(3)</sup> Président Principia Research Inc. et Kernwood Ltd Vice-président exécutif Kernaghan Securities Ltd	<b>MICHELLE SAMSON-DOEL</b> <sup>(1) (3)</sup> Présidente Groupe Samson-Doel ltée Administrateur de sociétés	
<b>GERMAIN BENOIT</b> <sup>(1) (4)</sup> Président du conseil Capital Benoit inc.	<b>RICHARD LEMAIRE</b> <sup>(2)</sup> Président Séchoirs Kingsey Falls inc.	<b>PIERRE SECCARECCIA</b> <sup>(1) (4)</sup> Administrateur de sociétés	
	<b>YVES RHEAULT</b> <sup>(2) (4)</sup> Administrateur de sociétés et consultant	<b>GILLES SHOONER</b> <sup>(2)</sup> Conseiller en environnement	

## Équipe de direction

<b>BERNARD LEMAIRE</b> Président exécutif du conseil	<b>DENIS AUBUT</b> Directeur général, opérations	<b>NATHAN HEBEL</b> Directeur, commercialisation d'énergie
<b>PATRICK LEMAIRE</b> Président et chef de la direction	<b>GUY D'AOUST</b> Directeur, finance et trésorerie	<b>PATRICIA LEMAIRE</b> Directrice, affaires publiques et communications
<b>JEAN-FRANÇOIS THIBODEAU</b> Vice-président et chef de la direction financière	<b>PATRICK DECOSTRE</b> Directeur général, Boralex Europe	<b>GABRIEL OUELLET</b> Directeur général, Senneterre et directeur technique, biomasse
<b>SYLVAIN AIRD</b> Vice-président, affaires juridiques et secrétaire corporatif	<b>MARIO DUGAS</b> Directeur général, biomasse Canada et achats de fibres	
<b>CLAUDE AUDET</b> Vice-président et chef de l'exploitation, biomasse	<b>GUY GAGNON</b> Directeur, ressources humaines	
	<b>HUGUES GIRARDIN</b> Directeur général, développement	

## Renseignements généraux

### SIÈGE SOCIAL

Boralex inc.  
36, rue Lajeunesse  
Kingsey Falls (Québec)  
J0A 1B0 Canada  
T. 819 363-5860  
F. 819 363-5866

### BUREAUX D'AFFAIRES

Boralex inc.  
772, rue Sherbrooke Ouest  
Bureau 200  
Montréal (Québec)  
H3A 1G1 Canada  
T. 514 284-9890  
F. 514 284-9895

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

WWW.BORALEX.COM

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 mercredi 11 mai 2011, à 11 heures, à l'adresse suivante :

#### CENTRE MONT-ROYAL

Salle Cartier 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 : 514 985-1355

Pour obtenir une version française du rapport annuel, veuillez communiquer avec le Service des communications.



Imprimé au Canada  
Rédaction : Lefebvre communications  
financières inc.

Imprimé sur Rolland Opaque 50 (texte 240M et 120M), un papier contenant 50% de fibres postconsommation et 50% de fibres vierges certifiées FSC. Il est également certifié Éco-Logo, FSC Sources Mixtes et fabriqué à partir d'énergie biogaz.

## Profil

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

Employant près de 350 personnes, Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans trois secteurs de production d'énergie éolienne, hydroélectrique et thermique et ajoutera un nouveau secteur à son portefeuille énergétique par la mise en service prochaine de son premier parc solaire.

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

Pour de plus amples renseignements, visitez [www.boralex.com](http://www.boralex.com) ou [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

**BO**