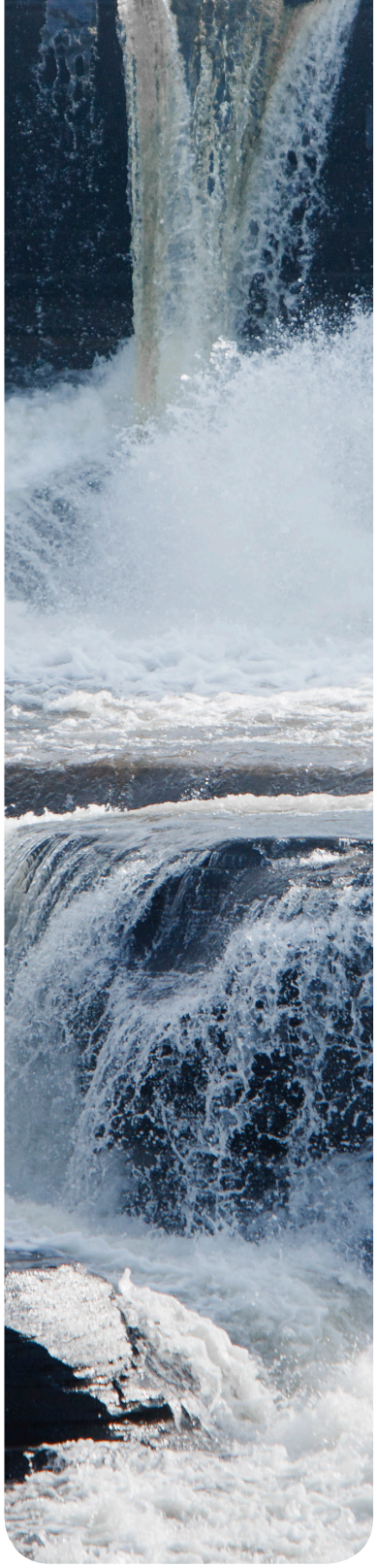
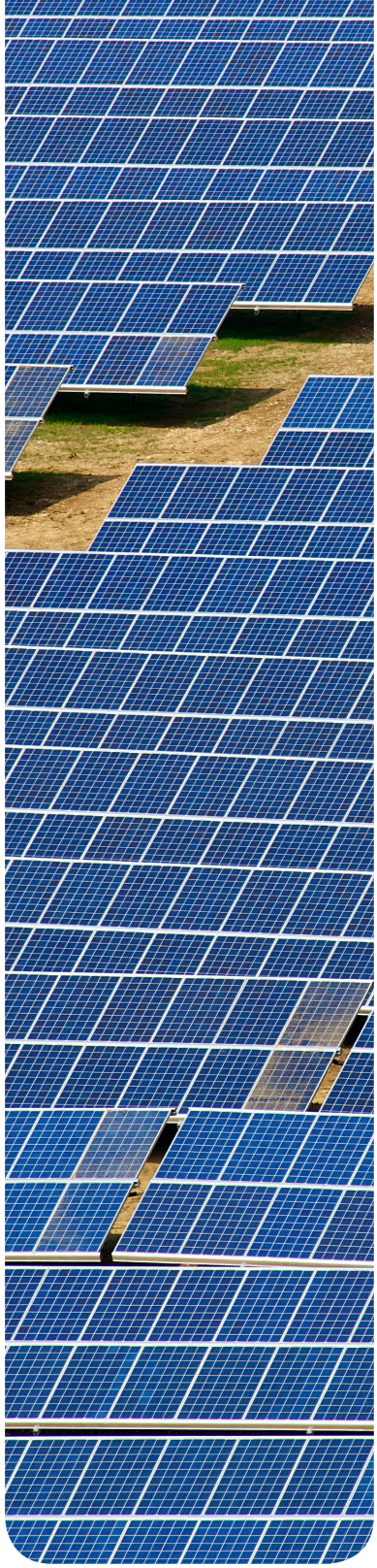




RAPPORT ANNUEL 2011

BORALEX

Profil

Boralex est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. À l'heure actuelle, la Société exploite une base d'actifs totalisant une puissance installée près de 500 MW au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France. De plus, Boralex est engagée, seule ou avec des partenaires européen et canadiens, dans des projets énergétiques en développement représentant environ 400 MW additionnels. Employant plus de 200 personnes, Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production d'énergie – éolienne, hydroélectrique, thermique et plus récemment, solaire. Les actions et les débentures convertibles de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto sous le symbole BLX et BLX.DB respectivement. Pour de plus amples renseignements, visitez www.boralex.com ou www.sedar.com.

Table des matières

1 Faits saillants 2011

4 Message aux actionnaires

6 Rapport de gestion

56 États financiers consolidés

63 Notes afférentes aux états financiers consolidés

120 Renseignements généraux

Faits saillants financiers

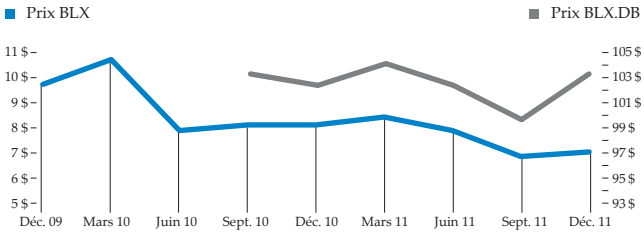
(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	2011	2010	2009 (1) (3)	2008 (1) (3)
EXPLOITATION				
Produits de la vente d'énergie	194 025	102 812	64 097	69 349
BAIIA(2)	100 756	39 414	29 500	41 103
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	2 883	35 072	24 439	20 410
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex	(2 606)	23 414	10 515	6 130
Marge brute d'autofinancement(2)	54 240	14 761	19 198	27 632
INVESTISSEMENTS				
Nouvelles immobilisations corporelles	34 419	183 948	80 059	36 265
Projets en développement	1 620	2 046	10 337	5 617
Acquisition d'entreprises	700	40 953	53 758	5 781
SITUATION FINANCIÈRE				
Trésorerie et équivalents de trésorerie (4)	162 991	108 574	37 821	69 195
Immobilisations corporelles	643 047	738 884	413 539	330 443
Total de l'actif	1 176 855	1 245 507	663 767	622 954
Emprunts (5)	506 184	513 774	242 680	187 445
Débentures convertibles	223 347	220 824	–	–
Total des capitaux propres	328 878	367 689	347 061	363 525
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A				
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex (de base – en dollars)	0,08	0,93	0,65	0,54
Capitaux propres par action en circulation à la fin de l'exercice (en dollars)	8,72	9,74	9,20	9,63
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	37 753	37 742	37 741	37 740
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	37 726	37 765	37 741	37 741
RATIO				
Coefficient d'endettement net (2)	39,8 %	40,9 %	37,8 %	25,2 %

(1) Certaines données ont été reclassées pour refléter la présentation adoptée en 2010.
(2) Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »), la marge brute d'autofinancement et le coefficient d'endettement net ne sont pas des mesures conformes aux principes comptables généralement reconnus au Canada (« PCGR ») tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux PCGR*.
(3) Selon la partie V des PCGR du Canada.
(4) Incluant l'encaisse affectée.
(5) Incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts ainsi que les emprunts et découvert bancaire.

INFORMATION BOURSIÈRE *au 31 décembre 2011*

Bourse : Toronto (TSX)
Titre et symboles :
Actions de catégorie A (BLX)
Débentures convertibles 6,75 % - 30 juin 2017 (BLX.DB)
Ratio de conversion des débentures en actions : 8 : 1
Actionnaire principal : Cascades inc.
(35 % des actions de catégorie A)

ÉVOLUTION DES PRIX AU MARCHÉ (TSX) *2010 et 2011*



TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

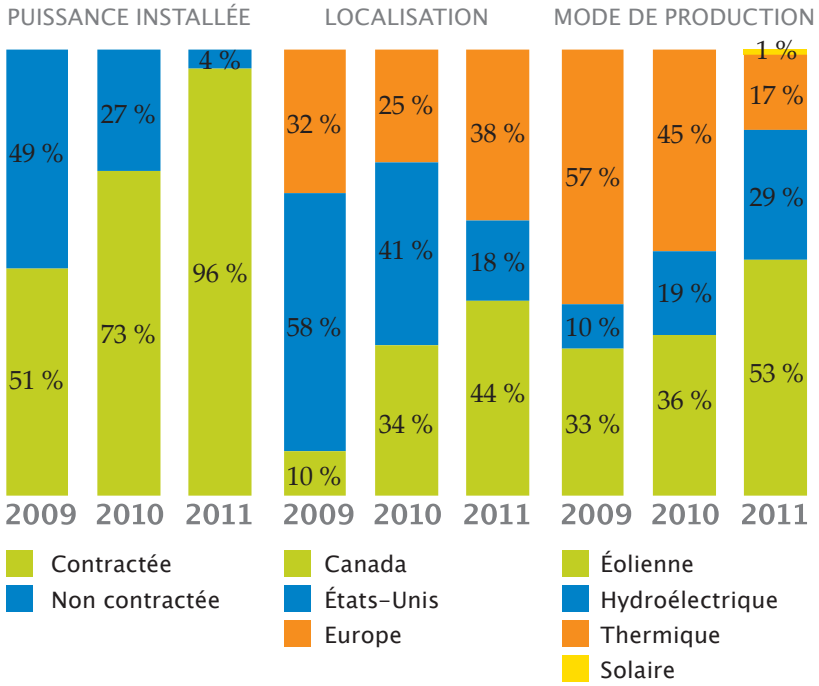
Exercices clos les	*Actions émises et en circulation*	*Haut*	*Bas*	*Fermeture*
31 décembre 2011	37 726 427	9,45 $	5,85 $	7,13 $
31 décembre 2010	37 765 139	10,74 $	7,28 $	8,11 $

TRANSACTIONS SUR LES DÉBENTURES CONVERTIBLES

Exercices clos les	*Débentures convertibles émises et en circulation*	*Haut*	*Bas*	*Fermeture*
31 décembre 2011	2 448 658	107,00 $	95,00 $	103,50 $
31 décembre 2010	2 451 244	104,89 $	100,10 $	102,50 $

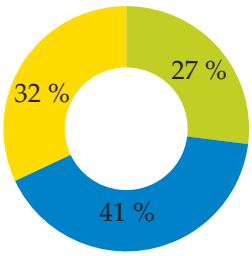
L'EXERCICE 2011
EN BREF

En plus de la forte expansion du secteur éolien depuis 2009 et l'acquisition du Fonds en 2010, la percée de Boralex dans le **secteur de l'énergie solaire et la vente des centrales américaines aux résidus de bois** en 2011 ont constitué de nouvelles étapes dans la stratégie visant à doter Boralex d'un portefeuille d'actifs mieux équilibré et à plus forte valeur ajoutée, apte à générer une croissance supérieure, rentable et durable.



ÉCHÉANCE DES CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ (EN FONCTION DES MWh)

- Échéance < 10 ans
- Échéance entre 10 & 20 ans
- Échéance > 20 ans



FAITS SAILLANTS
FINANCIERS CONSOLIDÉS DE 2011

Produits et BAIIA consolidés des activités poursuivies de 194,0 M$ et 100,8 M$, affichant des hausses respectives de 89 % et 156 % sur 2010 grâce, principalement, à la pleine contribution des centrales acquises du Fonds et à la mise en service de nouveaux sites éoliens et solaire

Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 2,9 M$, soit 0,08 $ par action

Investissements d'environ 80 M$ en 2011, alloués principalement au développement des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré (Québec) ainsi qu'à la mise en service finale de la deuxième phase du site éolien Thames River (Ontario) et du premier parc solaire de la Société (France)

Flux de trésorerie de 66 M$ provenant de l'exploitation des activités opérationnelles poursuivies

Produit de 87 M$US perçu de la vente des centrales américaines aux résidus de bois totalisant 186 MW

Trésorerie et équivalents de trésorerie de 163 M$ et coefficient d'endettement total net de 39,8 % au 31 décembre 2011

ÉOLIEN

Augmentations respectives de 47 % de la production, 46 % des produits et 48 % du BAIIA, fruit de la pleine contribution des sites canadiens et européens mis en service en 2010 et au début de 2011, jumelée à une meilleure performance des actifs déjà en exploitation

Marge de BAIIA de 80 % (79 % en 2010)

Mise en service finale de la phase II (50 MW) et optimisation de la phase I (40 MW) du site Thames River : la première implantation de Boralex dans le marché éolien canadien est une réussite

Investissements de 108 M$ (part de Boralex de 54 M$) réalisés par la Coentreprise vouée au développement et à la mise en service, en décembre 2013, des deux premiers parcs totalisant 272 MW de la Seigneurie de Beaupré

Obtention par la Coentreprise d'un financement de 725 M$

HYDRO

Augmentations respectives de 114 % de la production, 115 % des produits et 120 % du BAIIA, grâce principalement à la pleine contribution des sept centrales acquises du Fonds en 2010

Marge de BAIIA de 74 % (72 % en 2010)

THERMIQUE*

Augmentations respectives de 176 % de la production, 125 % des produits et 237 % du BAIIA grâce à l'intégration des centrales du Fonds

Marge de BAIIA de 30 % (20 % en 2010)

Vente de la centrale de cogénération aux résidus de bois de Dolbeau (Québec)

Entente avec Hydro-Québec pour concentrer la production de la centrale aux résidus de bois de Senneterre pendant les périodes de pointe, sans en pénaliser les résultats

* activités poursuivies

SOLAIRE

Entre le 17 juin et le 31 décembre 2011, production de 3 227 MWh, produits de 1,5 M$ et BAIIA de 1,3 M$, soit une marge bénéficiaire de 90 %.

OBJECTIF 2015

Puissance contractée de **1 250 MW, dont au moins 900 MW en exploitation**. Boralex intensifie ses démarches pour acquérir des actifs opérationnels et des projets en phases avancées de développement, assortis de contrats de vente d'électricité à long terme, principalement dans les secteurs éolien, hydroélectrique et solaire.

Message aux actionnaires

L'exercice 2011 a marqué une autre étape importante de la stratégie de positionnement mise de l'avant par Boralex depuis quelques années afin de poser les bases d'une croissance supérieure à celle de son industrie. Une croissance équilibrée, rentable et durable.

Un portefeuille énergétique mieux diversifié et à plus forte valeur ajoutée

Depuis 2009 en effet, en plus d'intensifier nos démarches d'expansion, nous avons choisi d'axer l'essentiel de notre développement sur les actifs énergétiques dotés de contrats de vente d'électricité à long terme — à prix déterminés et indexés — tout en ciblant en priorité les secteurs de production d'énergie renouvelable offrant des marges bénéficiaires supérieures, en particulier, les secteurs éolien, hydroélectrique et solaire.

Le coup d'envoi de cette stratégie a été l'essor remarquable de notre secteur éolien qui, en moins de trois ans, a vu sa puissance installée, alors concentrée exclusivement en France, passer de 108 MW à 251 MW, en opération au Canada et en France, auxquels s'ajoutent 391 MW de puissance contractée en développement par Boralex et des partenaires. Un autre pas important a été franchi en 2010 lors de l'acquisition du Fonds, laquelle a apporté à notre base opérationnelle une puissance installée et contractée additionnelle de 190 MW, incluant d'excellents actifs hydroélectriques totalisant près de 100 MW.

C'est dans la même optique que s'inscrivent les principaux événements du dernier exercice, incluant la percée de Boralex dans le secteur de l'énergie solaire en juin 2011, suivie de la vente de nos centrales américaines alimentées aux résidus de bois en décembre 2011. Rappelons que ces centrales ne disposaient pas de contrats de vente, transigeant plutôt leur électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis. Depuis quelques années, elles faisaient face à des défis importants en raison de la faiblesse de l'économie américaine. Nous croyons que la disposition de ces actifs a été créatrice de valeur pour les actionnaires de Boralex, d'autant plus qu'elle a procuré des liquidités d'environ 81 M$ US qui pourront être déployées rapidement en vue d'accélérer la croissance de notre base d'actifs dans nos marchés cibles.

Les décisions stratégiques des trois derniers exercices ont considérablement transformé le positionnement de Boralex. Elles ont rehaussé la qualité de notre portefeuille énergétique, stabilisé nos sources de revenus et diminué nos risques d'affaires. Ainsi, entre les 31 décembre 2009 et 2011, la proportion contractée de la puissance installée en exploitation de Boralex est passé de 51 % à 96 %, gage de flux de trésorerie plus importants et prévisibles à l'avenir. D'ici 2015, avec la mise en service graduelle de nos divers projets en développement, cette proportion excèdera les 98 %. En outre, la part contractée plus importante de nos opérations, jumelée à l'accroissement du poids relatif des secteurs éolien et hydroélectrique, a eu pour effet de hisser la marge de BAIIA consolidée à plus de 50 % en 2011, excluant les activités thermiques abandonnées. Ajoutons qu'au dernier exercice financier, les activités poursuivies de Boralex ont généré des flux d'exploitation de plus de 66 M$.

Près de 500 M$ d'investissements au cours des trois prochains exercices

En plus de figurer parmi les producteurs privés d'énergie éolienne les plus importants et les plus expérimentés en France, Boralex a pris pied solidement dans ce marché au Canada en mettant en service le site de 90 MW de Thames River, en Ontario, en plus d'initier la construction d'un des plus grands parcs éoliens au pays : les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec.

La mise en service de Thames River a été finalisée au début de 2011, à l'intérieur des budgets et des calendriers prévus. Au terme de trois années d'investissements, cet actif affiche à ce jour une excellente disponibilité et un rendement en ligne avec nos attentes. Cette réalisation, que nous devons aux choix judicieux et à la grande compétence de notre équipe, trace la voie au succès de la mise en service, en décembre 2013, des deux premiers parcs éoliens totalisant 272 MW de la Seigneurie de Beaupré.

Ces projets se déroulent comme prévu, dans le respect des budgets et des échéanciers. En novembre 2011, la coentreprise, formée à cette fin par Boralex et Gaz Metro, a mis en place, dans un contexte économique turbulent, un financement de 725 M$. L'obtention de ce financement de classe mondiale témoigne de la grande qualité des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, de même que de la solide réputation que s'est méritée Boralex sur la scène internationale en tant que développeur et producteur crédible d'actifs d'énergie renouvelable de plus en plus importants.

Avec le même partenaire, nous avons entamé le développement du troisième projet éolien situé sur le territoire de la Seigneurie de Beaupré, d'une puissance de 69 MW, qui entrera en opération en décembre 2014. De plus, en collaboration avec des municipalités régionales de comté du Québec, Boralex œuvre à deux autres projets éoliens au Québec totalisant 50 MW qui devraient être mis en service d'ici 2014 et 2015. Un d'entre eux sera érigé sur les terres de la Seigneurie de Beaupré.

D'ici la fin de 2015, c'est donc une puissance totale de 366 MW qui sera exploitée sur le site exceptionnel de la Seigneurie de Beaupré. À plus long terme, dans le cadre d'éventuels appels d'offres d'Hydro-Québec pour de l'énergie éolienne, nous estimons que ce site pourrait pratiquement doubler de taille. Entre-temps, nous demeurons à l'affût des occasions d'acquérir des projets éoliens déjà dotés

de contrats de vente avec Hydro-Québec, dont certains pourraient être aménagés sur la Seigneurie de Beaupré. De plus, nous continuons d'explorer activement le marché éolien de l'Ontario.

La France demeure une autre cible privilégiée pour le développement de notre secteur éolien, compte tenu du potentiel de croissance particulier de ce marché, du solide positionnement dont Boralex y bénéficie déjà et de notre partenariat avec *Cube Infrastructure Fund* (« Cube »). En effet, cette entente nous offre la possibilité d'intégrer à court terme, sans capitaux propres supplémentaires de Boralex, une puissance installée additionnelle de plus de 30 MW, via l'acquisition de sites déjà en exploitation ou de projets se trouvant à une phase avancée de développement.

Enfin, Boralex a mis en service en 2011 son premier site solaire de 5 MW, dans le sud de la France. À ce jour, la performance affichée par ce site dépasse nos attentes, ce qui reflète la qualité de ce premier projet solaire en termes de choix technologique, de localisation, de solidité du fournisseur et d'avantages contractuels, sans oublier l'expertise grandissante de notre équipe. Nous entendons continuer de nous familiariser avec cette technologie émergente que nous croyons promise à un bel avenir.

Objectif 2015 : une puissance contractée de 1 250 MW et plus

En date d'aujourd'hui, Boralex regroupe seule une puissance contractée d'environ 670 MW, dont plus de 450 MW sont en exploitation et près de 200 MW en développement. Notre but d'ici la fin de l'année 2015 est de faire croître notre puissance contractée à plus de 1 250 MW, dont au moins 900 MW seront alors en exploitation.

Forts d'une encaisse de plus de 160 M$ au 31 décembre 2011 et de nos partenariats stratégiques au Canada et Europe, nous poursuivons notre recherche d'acquisitions d'actifs de production d'énergie renouvelable opérationnels et de projets en développement, assortis de contrats de vente d'électricité à long terme. Bien que nous maintenions une veille technologique constante ainsi qu'une vigie du marché américain et de certains pays d'Europe, nous ciblons en priorité le secteur éolien au Québec, en Ontario et en France, le secteur hydroélectrique au Québec et en Colombie-Britannique, ainsi que le secteur solaire en Ontario et en France.

Créer de la valeur par la croissance

Boralex entend continuer de mettre de l'avant une approche de développement intégrée et structurée, basée sur une vision de création de valeur durable.

Or, nous pensons que la meilleure façon de créer une valeur supérieure et durable pour les actionnaires de Boralex est de positionner l'entreprise le plus rapidement et le plus fortement possible dans l'industrie prometteuse — et en pleine évolution — de la production d'énergie renouvelable. C'est pourquoi nous continuerons de déployer une grande partie de nos ressources vers la recherche et l'exploitation optimale des opportunités qui s'offrent sur le marché, de manière à ce que Boralex réalise un rythme élevé de croissance dans les secteurs offrant des marges bénéficiaires attrayantes et des flux de trésorerie stables et importants. Ainsi, au fur et à mesure que seront remboursées les dettes associées à l'expansion de notre base opérationnelle, nous sommes convaincus que la stratégie de croissance de Boralex en fera l'un des joueurs les plus solidement positionnés, les mieux diversifiés et les plus rentables de son industrie.

Afin de supporter cette croissance, nous tablerons particulièrement sur la qualité exceptionnelle de nos employés, notre solide réputation sur le marché, notre portefeuille d'actifs diversifié et générateur de flux monétaires prévisibles, notre pipeline de projets à fort potentiel et notre capacité éprouvée à identifier et valoriser les opportunités créatrices de valeur pour nos actionnaires. En outre, nous continuerons de renforcer le modèle d'affaires de Boralex basé sur le maintien d'une forte expertise interne dans le développement et l'opération d'actifs de production d'énergie renouvelable, les partenariats créateurs de valeur, la gestion responsable de nos ressources et le maintien de relations respectueuses avec toutes les parties prenantes de la Société.

Dans l'essence, Boralex demeurera une entreprise solide, innovatrice, axée sur des objectifs clairs et guidée par une vision à long terme, tant à l'égard de ses sources de production que dans ses choix de marchés et sa façon de développer ses projets.

En guise de conclusion, nous tenons à exprimer notre gratitude envers les employés de Boralex, dont la compétence, l'énergie, l'ouverture d'esprit et la loyauté constituent nos plus solides atouts et gage de succès futur. Nous voulons également remercier les membres du conseil d'administration de Boralex, nos partenaires stratégiques et financiers, ainsi que les actionnaires de la Société.

(s) Bernard Lemaire

Bernard Lemaire
Président exécutif du conseil d'administration

(s) Patrick Lemaire

Patrick Lemaire
Président et chef de la direction

Mars 2012

Rapport de gestion

POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011

Table des matières

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS 7
COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION 8
FAITS MARQUANTS DES TROIS DERNIERS EXERCICES 9
SAISONNALITÉ 12
FAITS SAILLANTS FINANCIERS 15
MESURES NON CONFORMES AUX PCGR 17
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION 21
REVUE DES SECTEURS D'ACTIVITÉS 24
SITUATION DE TRÉSORERIE 38
SITUATION FINANCIÈRE 40
PERSPECTIVES ET OBJECTIF DE DÉVELOPPEMENT 42
INSTRUMENTS FINANCIERS 43
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS 44
FACTEURS DE RISQUE ET INCERTITUDE 48
CHANGEMENT D'ESTIMATION COMPTABLE 53
MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES 53
CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES 55

Description des activités

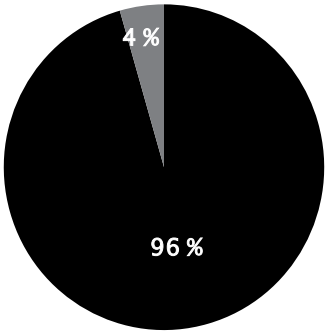
Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. À l'heure actuelle, la Société exploite une base d'actifs totalisant une puissance installée de près de 500 mégawatts (« MW ») au Canada, dans le nord-est des États-Unis et en France, en plus d'œuvrer seule ou avec des partenaires au développement de sites totalisant environ 400 MW additionnels qui seront mis en service entre la fin 2013 et 2015. La quasi-totalité des actifs en opération de la Société ainsi que tous ses sites en développement sont assortis de contrats à long terme de vente d'électricité à prix déterminés et indexés.

Boralex, qui emploie plus de 200 personnes, se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production d'énergie.

- Boralex exploite actuellement un portefeuille **éolien** de **251** MW en Europe et au Canada. Au cours des dernières années, Boralex s'est hissée parmi les producteurs d'énergie éolienne les plus expérimentés en France, où elle exploite actuellement 161 MW. Boralex s'est aussi implantée dans le secteur éolien au Canada, où elle opère 90 MW en Ontario. Au Québec, Boralex œuvre, avec un partenaire, au développement des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, d'une puissance totalisant 341 MW, qui seront mis en service à la fin de 2013 et de 2014. De plus, conjointement avec des municipalités régionales de comté (« MRC »), Boralex a obtenu des contrats de vente d'électricité à long terme pour deux autres sites totalisant 50 MW, dont les mises en service auront lieu à la fin des années 2014 et 2015.
- Boralex détient une expertise de près de 20 ans dans la production d'énergie **hydroélectrique**. Elle possède et exploite 136 MW de ce type d'énergie, répartis aux États-Unis, au Québec et en Colombie-Britannique.
- Boralex possède trois centrales de production d'énergie **thermique** d'une puissance installée totalisant **80** MW, dont deux centrales de cogénération au gaz naturel totalisant 45 MW et une centrale alimentée aux résidus de bois de 35 MW.
- Boralex a récemment diversifié son portefeuille énergétique par l'ajout d'un site **solaire** d'une puissance installée de **5** MW situé en France.

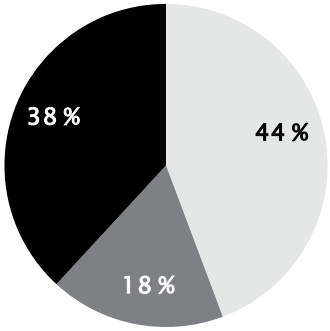
Les graphiques suivants illustrent la composition du portefeuille énergétique de la Société au 31 décembre 2011 :

PUISSANCE INSTALLÉE



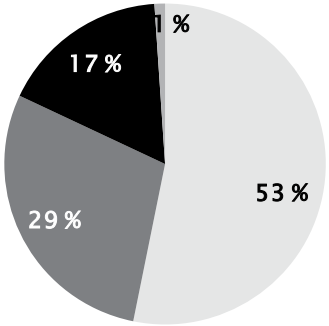
Contractée	**451 MW**
Non contractée	**21 MW**

LOCALISATION



Canada	**209 MW**
États-Unis	**83 MW**
Europe	**180 MW**

MODE DE PRODUCTION



Éolien	**251 MW**
Hydroélectricité	**136 MW**
Thermique	**80 MW**
Solaire	**5 MW**

TOTAL : **472 MW**

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

Commentaires préalables au rapport de gestion

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 clos le 31 décembre 2011 par rapport aux périodes correspondantes de 2010, de même que sur la situation financière de la Société aux 31 décembre 2011 et 2010. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités et leurs notes afférentes contenus dans le présent rapport annuel, portant sur l'exercice clos le 31 décembre 2011.

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

Dans le présent rapport de gestion, Boralex ou la Société désigne, selon le cas, Boralex et ses filiales et divisions ou Boralex 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 9 mars 2012, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé le rapport de gestion annuel et les états financiers consolidés audités.

À moins qu'il n'en soit indiqué autrement, l'information financière présentée dans ce rapport de gestion, y compris les montants apparaissant dans les tableaux, est préparée conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») qui représentent, depuis le 1er janvier 2011, les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada de la Partie I. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel similaire à celui de la Partie V des PCGR du Canada, il existe des différences importantes dans les méthodes comptables qui doivent être évaluées. Les IFRS exigent également plus d'information financière que la Partie V des PCGR du Canada. Les états financiers consolidés inclus dans le présent rapport de gestion sont conformes aux IFRS et présentent des données comparatives à 2010.

L'information comprise dans ce rapport de gestion renferme également certains renseignements qui ne sont pas des mesures du rendement conformes aux PCGR de la Partie I, tel que décrit à la rubrique *Mesures non conformes aux PCGR*.

De plus, l'information financière présentée dans ce rapport de gestion, 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 ».

Activités abandonnées

Suite à la vente des centrales thermiques américaines alimentées aux résidus de bois, la Société a déterminé que cette transaction rencontrait les critères d'activités abandonnées selon les IFRS. Il est à noter que selon les normes IFRS, les activités abandonnées doivent être présentées sur une ligne distincte dans les états consolidés des résultats et les tableaux consolidés des flux de trésorerie. Afin de respecter cette présentation, les informations financières présentées dans le rapport annuel, ainsi que les montants apparaissant dans les tableaux ont été redressés afin d'y exclure les données relatives aux activités abandonnées. Celles-ci sont désormais présentées sous une ligne distincte *Activités abandonnées*. Par contre, afin de permettre aux lecteurs d'avoir une vue complète des changements survenus dans les activités de Boralex, la Société a jugé pertinent d'inclure les données relatives aux activités abandonnées dans les graphiques d'évolution de la puissance installée, de localisation et de mode de production tel qu'aux pages 2 et 11 du rapport annuel.

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 9 mars 2012.

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 règlementations 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.

Faits marquants des trois derniers exercices

2009 à 2011: expansion importante du secteur éolien

En décembre 2008, le secteur éolien de Boralex, qui était alors concentré exclusivement en France, regroupait une puissance installée de 108 MW. Aujourd'hui, celui-ci atteint 251 MW en opération répartis entre le Canada et la France auxquels s'ajoutent 391 MW de puissance contractée en développement par Boralex avec des partenaires.

Europe

Le 14 décembre 2009, Boralex a conclu un partenariat avec *Cube Infrastructure Fund* (« Cube »), un fonds d'investissement basé au Luxembourg. Le but premier de ce partenariat était d'accélérer l'expansion de la base d'actifs de production d'énergie renouvelable de Boralex en Europe, en lui offrant l'accès à des capitaux provenant de Cube qui pourraient servir au développement ou à l'acquisition de nouveaux projets, sans mise de fonds supplémentaire de Boralex. En vertu de cette entente, Cube s'est vu offrir la possibilité de souscrire jusqu'à 33 M€ jusqu'en décembre 2012, afin de 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 en décembre 2009, lui accordant une participation de 16 %, et une deuxième tranche de 4,3 M€ fut souscrite en juillet 2010, portant ainsi à 20 % la participation de Cube dans les opérations européennes de Boralex.

Le 29 décembre 2009, Boralex et Cube ont annoncé l'acquisition de deux parcs éoliens en France, d'une puissance installée totalisant 40 MW, soit le parc Ronchois (30 MW) et le parc Le Grand Camp (10 MW), qui furent mis en service en août et octobre 2010 respectivement. En outre, deux autres projets de développement entrepris en France avant l'entente avec Cube ont été menés à bien en 2010, soit la mise en service, en février 2010, d'une puissance installée additionnelle de 5 MW au parc éolien Cham Longe et celle, en octobre 2010, du nouveau parc éolien Chasse Marée de 9 MW.

Par conséquent, en l'espace d'environ trois ans, Boralex a accru de 50 %, soit de 54 MW, la puissance installée en exploitation de son secteur éolien en France, laquelle atteint actuellement 161 MW. Tous les sites éoliens de Boralex en France bénéficient de contrats de vente d'électricité à long terme d'une durée de 15 ans avec la société d'état Électricité de France (« EDF »).

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. En décembre 2009 et janvier 2010, Boralex a mis en service la phase I de 40 MW du site Thames River situé dans le sud de l'Ontario, une région stratégiquement située et offrant un bon potentiel éolien. En mars 2010, Boralex a signé une entente de financement de 192 M$ 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. La phase II de Thames River a été mise en service commercial entre octobre et décembre 2010.

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 *Renewable Energy Standard Offer Program* (« RESOP »). De plus, 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, tous les actifs de Thames River profitent du *Advanced RESOP*, lequel offre un tarif initial de 121 $ par MWh (par rapport au tarif initial de 110 $ par MWh offert par le *RESOP*). De plus, en vertu des nouvelles règles, Boralex récupère 100 % de la subvention associée au programme fédéral ecoEnergy (plutôt que 50 % prévu initialement par le *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.

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 d'une puissance totale de 272 MW. Ces parcs sont actuellement en construction sur les terres privées du Séminaire de Québec et seront mis en service à la fin 2013. De plus, le 19 novembre 2010, le Consortium a acquis les droits d'un projet d'une puissance de 69 MW. Ce parc sera également érigé sur le site de la Seigneurie de Beaupré et mis en service en décembre 2014. Le rendement de ce futur parc, et celui des autres projets développés sur ce site ultérieurement, sera avantagé par les synergies logistiques qui pourront être réalisées au moment de la construction et pendant l'exploitation.

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 plusieurs années d'études 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 et sonores des parcs éoliens seront quasi inexistants.

En 2011, le Consortium a mis sur pied une coentreprise détenue à parts égales afin de poursuivre les activités de construction et, éventuellement, d'exploitation des deux premiers parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec. Les travaux de construction sont en cours pour ces parcs dont le développement suit le calendrier prévu. À ce jour, le tiers des fondations a été coulé et plus de 80 % des routes d'accès ont été construites. La réalisation de ces projets représente un investissement d'environ 750 M$. À cette fin, un financement de 725 M$ a été finalisé le 8 novembre 2011 pour la réalisation des deux premiers projets totalisant 272 MW. Le financement consiste en un prêt de construction de deux ans de 590 M$ qui se convertira en un prêt à terme amorti sur 18 ans après le début de l'exploitation commerciale, jumelé à des facilités à court terme totalisant 135 M$.

Par ailleurs, 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 le territoire de la Seigneurie de Beaupré, seront mis en service en décembre 2014 et 2015 respectivement. Ainsi, d'ici quelques années, les parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré compteront une puissance éolienne installée contractée de 366 MW appartenant à Boralex et ses partenaires.

Tous les projets éoliens de la Société au Québec, d'une puissance installée totalisant 391 MW, bénéficieront de contrats de vente d'électricité de 20 ans avec Hydro-Québec.

2010 : acquisition du Fonds de Revenu Boralex énergie

En mai 2010, Boralex a lancé une offre publique d'achat (l'« Offre ») visant l'acquisition de Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds »). En plus de détenir 23 % des parts de fiducie du Fonds au moment du lancement de l'Offre, Boralex agissait, et ce depuis la création de ce dernier en 2002, à titre de gestionnaire et opérateur des dix centrales du Fonds totalisant une puissance installée de 190 MW, entièrement assortie de contrats de vente d'électricité à prix indexés, dont sept centrales hydroélectriques et trois centrales thermiques. Huit de ces centrales sont situées au Québec (Canada) et deux dans l'État de New York (États-Unis). Le 2 novembre 2010, Boralex a complété l'acquisition de 100 % du Fonds.

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

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

Au niveau corporatif, tout en permettant une meilleure concentration des stratégies d'expansion, d'exploitation et de financement, l'intégration des actifs du Fonds n'a requis aucun changement organisationnel, puisque Boralex en assumait déjà l'exploitation et la gestion depuis 2002. Pour plus d'information sur la transaction d'acquisition du Fonds, se référer à la note 5 *Regroupement d'entreprises* afférente aux états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

2011 : percée dans le secteur de l'énergie solaire

Boralex a effectué une percée dans le secteur de la production d'électricité à partir de l'énergie solaire, au terme de plusieurs années de réflexion stratégique, d'évaluation technologique et de prospection du marché européen. Mis en service le 17 juin 2011, le premier parc solaire de Boralex, d'une puissance installée de 5 MW, a été construit sur le même site que le parc éolien d'Avignonet-Lauragais que la Société exploite dans le sud de la France, créant ainsi le premier site de production mixte dans ce pays. De ce fait, sa mise en service et son exploitation se trouvent facilitées par les synergies opérationnelles en termes de personnel et de logistique. Afin de financer la partie « équité » du projet, le partenaire Cube a souscrit la tranche de capital de 4,3 M€ mentionnée précédemment, qui a porté à 20 % sa participation dans les opérations européennes de Boralex. Les nouvelles infrastructures solaires utilisent la technologie des panneaux photovoltaïques et l'électricité produite est vendue à EDF en vertu d'un contrat de 20 ans. Selon l'entente conclue avec le fournisseur des panneaux solaires, un leader mondial dans ce domaine, ce dernier assume également l'entretien des équipements pour une période de cinq ans, afin de permettre au personnel de Boralex d'approfondir son expertise.

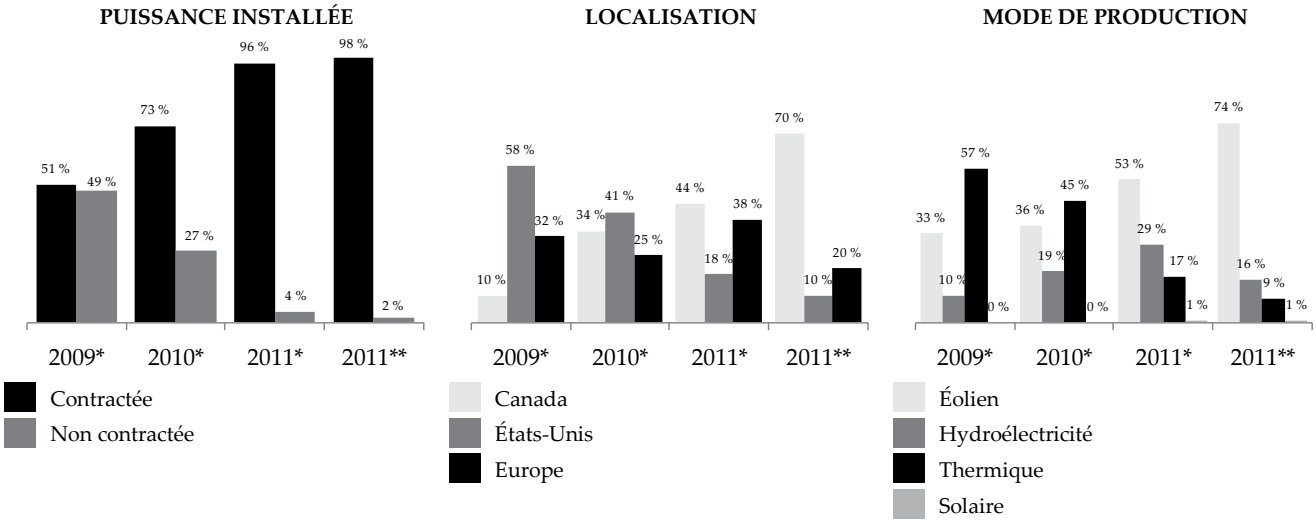
2011 : vente des centrales américaines alimentées aux résidus de bois

Le 20 décembre 2011, Boralex a conclu la vente de ses centrales américaines alimentées aux résidus de bois d'une puissance installée totalisant 186 MW, pour une contrepartie d'environ 88 M$ US. À ce montant s'ajouteront environ 5 M$ US découlant de la vente des *Renewable Energy Certificates* (« RECs ») produits en 2011, lesquels demeurent la propriété de Boralex. De plus, selon les conditions de la transaction, Boralex bénéficiera de 50 % du montant des ventes de RECs excédant un prix de seuil défini pour les années 2012, 2013 et 2014 inclusivement.

Cette transaction s'inscrit dans le cheminement stratégique adopté par la Société depuis quelques années afin d'axer l'essentiel de ses activités et ses efforts de développement vers l'exploitation d'actifs d'énergie renouvelable dotés de contrats de vente d'électricité à long terme à prix indexés. Ainsi, après la clôture de la transaction, et comme il est décrit au tableau suivant, 98 % de la puissance installée en exploitation et en développement de Boralex, d'un total de 844 MW, est présentement contractée. Excluant les projets en développement, la proportion contractée des actifs en exploitation est de 96 %. Qui plus est, le produit de cette vente d'actifs permettra à Boralex de déployer ces nouveaux fonds vers des projets énergétiques dotés de contrats à long terme, tant au Canada qu'en Europe et ce, principalement dans les secteurs éolien, hydroélectrique et solaire.

Effet des événements des derniers exercices sur la composition du portefeuille énergétique de Boralex

Ces graphiques représentent l'évolution de l'ensemble des sites détenus en date du 31 décembre 2011.



* En exploitation
** En exploitation et développement

Saisonnalité

Périodes de trois mois closes les (en milliers de $ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2011	30 juin 2011	30 septembre 2011	2011 31 décembre 2011
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	18 273	15 193	11 328	22 461
Centrales hydroélectriques	12 732	15 990	11 615	15 982
Centrales thermiques	26 261	12 762	12 368	17 584
Site solaire	-	124	887	465
	57 266	44 069	36 198	56 492
BAIIA				
Sites éoliens	15 066	11 991	8 160	18 590
Centrales hydroélectriques	9 076	12 648	8 513	11 386
Centrales thermiques	11 532	2 078	2 928	4 100
Site solaire	-	121	810	399
Corporatif et éliminations	(4 445)	(4 300)	(3 723)	(4 174)
	31 229	22 538	16 688	30 301
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	3 903	(3 730)	(6 315)	3 536
Activités abandonnées	3 108	(1 377)	(893)	4 651
	7 011	(5 107)	(7 208)	8 187
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	0,11	(0,10)	(0,17)	0,10
Activités abandonnées	0,08	(0,04)	(0,02)	0,12
	0,19	(0,14)	(0,19)	0,22
RÉSULTAT NET PAR ACTION DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	0,10	(0,10)	(0,17)	0,10
Activités abandonnées	0,08	(0,04)	(0,02)	0,12
	0,18	(0,14)	(0,19)	0,22
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 766 491	37 773 213	37 745 598	37 725 898

Périodes de trois mois closes les				2010
(en milliers de $ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2010	30 juin 2010	30 septembre 2010	31 décembre 2010
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	11 413	9 230	7 802	17 479
Centrales hydroélectriques	3 054	2 323	2 784	18 060
Centrales thermiques	6 321	2 280	3 872	18 194
	20 788	13 833	14 458	53 733
BAIIA				
Sites éoliens	9 419	7 112	5 628	14 104
Centrales hydroélectriques	1 873	1 182	1 473	14 401
Centrales thermiques	1 934	8	171	4 019
Corporatif et éliminations	(5 976)	(7 585)	(3 889)	(4 460)
	7 250	717	3 383	28 064
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(3 615)	(6 659)	30 910	2 778
Activités abandonnées	5 591	1 945	3 820	302
	1 976	(4 714)	34 730	3 080
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,10)	(0,17)	0,82	0,07
Activités abandonnées	0,15	0,05	0,10	0,01
	0,05	(0,12)	0,92	0,08
RÉSULTAT NET PAR ACTION DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,10)	(0,17)	0,77	0,07
Activités abandonnées	0,15	0,05	0,10	0,01
	0,05	(0,12)	0,87	0,08
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 740 921	37 740 921	37 740 921	37 744 869

Les opérations et les résultats de la Société sont en partie soumis à des cycles saisonniers ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Comme la presque totalité des sites exploités par la Société dispose dorénavant de contrats de vente d'électricité à long terme, selon des prix déterminés et indexés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume total de production de la Société. Seulement quatre centrales hydroélectriques situées aux États-Unis, lesquelles représentent à peine 4 % de la puissance installée en exploitation totale de Boralex, ne disposent pas de contrats de vente à long terme.

Selon leur mode de production spécifique, le volume d'activités des sites de Boralex est influencé par les cycles saisonniers décrits ci-après.

Éolien

Pour les actifs de Boralex totalisant 251 MW actuellement en exploitation, 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, 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.

À la suite des développements des trois derniers exercices décrits précédemment, le secteur éolien est devenu le plus important de Boralex en termes de puissance installée, de BAIIA et de flux de trésorerie. Il est appelé à occuper une part croissante du portefeuille énergétique de la Société au cours des prochaines années, à mesure que seront mis en service les parcs éoliens totalisant 391 MW actuellement en développement avec des partenaires au Canada. Ces mises en service porteront la puissance installée en exploitation du secteur éolien de Boralex à près de 650 MW d'ici la fin de l'exercice 2015, sans compter les possibilités d'acquisition d'actifs opérationnels ou en développement. Une telle expansion aura notamment pour effet d'intensifier, à l'égard de la performance globale de Boralex, les caractéristiques saisonnières propres à ce mode de production, faisant en sorte qu'une part plus importante des revenus de la Société sera générée aux premier et quatrième trimestres.

Hydroélectricité

Le volume de production des centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui sont, de façon générale, maximales 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 certaines centrales qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, la plupart des 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.

Tel qu'indiqué précédemment, quatre centrales américaines ne détiennent pas de contrats de vente d'électricité à long terme. Celles-ci totalisent une puissance installée de 20,5 MW, ce qui représente 15 % de la puissance installée totale du secteur hydroélectrique de Boralex. Étant donné que ces centrales 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. En effet, ceux-ci sont en partie influencés par le cycle saisonnier de la demande qui est traditionnellement plus forte pendant les saisons d'hiver et d'été, correspondant aux premier et troisième trimestres de Boralex. Historiquement, ces périodes ont permis aux centrales d'obtenir des prix moyens généralement plus élevés. Ajoutons également que le prix de vente de l'électricité dans le nord-est des États-Unis est aussi largement influencé par le cours du gaz naturel, lequel est sujet à une importante volatilité.

Thermique

Boralex possède trois centrales de production d'énergie thermique en exploitation, dont la puissance installée totalise 80 MW. L'une d'elles, située à Senneterre (Québec), est alimentée en résidus de bois et dispose d'un contrat de vente d'électricité d'une durée résiduelle de 11 ans avec Hydro-Québec. Récemment, une entente a été conclue entre Hydro-Québec et Boralex en vertu de laquelle, pour les années 2012 et 2013, la centrale de Senneterre produira de l'électricité six mois par année, soit de décembre à mars ainsi qu'en juillet et août, périodes au cours desquelles la demande d'électricité est la plus forte. Les modalités de l'entente font en sorte que les résultats de la centrale ne devraient pas être affectés.

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

Solaire

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

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 fait qu'à la suite des principaux événements des derniers exercices, plus précisément l'expansion marquée du secteur éolien, l'acquisition du Fonds et la vente des centrales américaines alimentées aux résidus de bois, la presque totalité de ses revenus provient désormais d'actifs assortis de contrats à prix fixes et indexés. La Société bénéficie également d'une bonne diversification de ses sources de production et de son positionnement géographique. De plus, Boralex met de l'avant une saine gestion de son capital, de façon à s'assurer de la santé et de la flexibilité financières nécessaires pour gérer efficacement les cycles saisonniers de ses affaires. Ce sont autant d'attributs qui contribueront à la stabilité et la qualité des résultats de Boralex dans les années à venir.

Faits saillants financiers

(en milliers de $ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	Périodes de trois mois closes les 31 décembre 2011	Périodes de trois mois closes les 31 décembre 2010	Exercices clos les 31 décembre 2011	Exercices clos les 31 décembre 2010
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	22 461	17 479	67 255	45 924
Centrales hydroélectriques	15 982	18 060	56 319	26 221
Centrales thermiques	17 584	18 194	68 975	30 667
Site solaire	465	-	1 476	-
	56 492	53 733	194 025	102 812
BAIIA				
Sites éoliens	18 590	14 104	53 807	36 263
Centrales hydroélectriques	11 386	14 401	41 623	18 929
Centrales thermiques	4 100	4 019	20 638	6 132
Site solaire	399	-	1 330	-
Corporatif et éliminations	(4 174)	(4 460)	(16 642)	(21 910)
	30 301	28 064	100 756	39 414
BAIIA *AJUSTÉ* [1]				
Sites éoliens	18 590	14 104	53 807	36 263
Centrales hydroélectriques	11 386	14 401	41 623	18 929
Centrales thermiques	4 100	4 019	20 638	6 132
Site solaire	399	-	1 330	-
Corporatif et éliminations	(4 174)	(4 460)	(16 642)	(16 290)
	30 301	28 064	100 756	45 034
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	3 536	2 778	(2 606)	23 414
Activités abandonnées	4 651	302	5 489	11 658
	8 187	3 080	2 883	35 072
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	0,10	0,07	(0,07)	0,62
Activités abandonnées	0,12	0,01	0,15	0,31
	0,22	0,08	0,08	0,93
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 725 898	37 744 869	37 752 670	37 741 916

[1] Voir rubrique *Mesures non conformes aux PCGR* pour les détails sur les éléments spécifiques.

Données relatives aux résultats d'exploitation

(en milliers de $ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	Exercices clos les 31 décembre 2011	2010	2009 [1]
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	194 025	102 812	64 097
BAIIA	100 756	39 414	29 500
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies	(2 606)	23 414	10 515
Activités abandonnées	5 489	11 658	13 924
	2 883	35 072	24 439
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies	(0,07)	0,62	0,28
Activités abandonnées	0,15	0,31	0,37
	0,08	0,93	0,65
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	37 752 670	37 741 916	37 740 921

Données relatives à l'état de la situation financière

(en milliers de $ canadiens, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	Aux 31 décembre 2011	2010	2009 [1]
Total de l'actif	1 176 855	1 245 507	663 767
Emprunts [2]	506 184	513 774	242 680
Débentures convertibles	223 347	220 824	-
Total des capitaux propres	328 878	367 689	347 061

[1] Selon la Partie V des PCGR du Canada.

[2] Incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts ainsi que les emprunts et découvert bancaire.

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

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

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

Un rapprochement du BAIIA avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, est présenté dans le tableau suivant :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de $ canadiens)	2011	2010	2011	2010
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	8 187	3 080	2 883	35 072
Résultat net des activités abandonnées	(4 651)	(302)	(5 489)	(11 658)
Part des actionnaires sans contrôle	382	478	(379)	201
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	1 277	(24 639)	(2 311)	(38 016)
Perte nette sur instruments financiers	498	369	972	241
Perte (Gain) de change	2 386	767	(961)	701
Charges financières	12 639	10 977	49 664	23 850
Autres gains	-	-	(2 959)	(774)
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	-	948	-	(24 744)
Dépréciation de l'écart d'acquisition	-	23 158	-	23 158
Dépréciation (Reprise de valeur) des immobilisations corporelles	(5 000)	-	1 503	-
Amortissement	14 583	13 228	57 833	31 383
BAIIA	30 301	28 064	100 756	39 414

La marge brute d'autofinancement correspond aux flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles avant la variation des éléments hors caisse liés aux activités opérationnelles. 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 peut varier de façon considérable. De plus, les activités de développement engendrent de fortes variations des fournisseurs et autres créditeurs durant la période de construction et un investissement initial dans le fonds de roulement lors du démarrage des projets. Ainsi, la Société considère qu'il est plus représentatif de ne pas intégrer les variations des éléments hors caisse à cette mesure de performance.

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

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

	Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de $ canadiens)	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles	66 131	14 148
Moins : Variation des éléments hors caisse liés aux activités opérationnelles	11 891	(613)
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	54 240	14 761

La Société définit l'endettement net comme suit :

(en milliers de $ canadiens)	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010
Emprunts non courants	479 525	479 546
Part à moins d'un an des emprunts	26 659	34 033
Emprunts et découvert bancaire	-	195
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	8 889	9 071
Moins:		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(144 703)	(92 650)
Encaisse affectée	(552)	(15 924)
Endettement net	369 818	414 271

La Société définit sa capitalisation totale aux livres comme suit :

(en milliers de $ canadiens)	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010
Total des capitaux propres	328 878	367 689
Endettement net	369 818	414 271
Débentures convertibles	223 347	220 824
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, net de l'amortissement cumulé	4 710	5 174
Impôts différés reliés aux débentures convertibles	5 158	5 049
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles	(2 728)	(411)
Capitalisation totale aux livres	929 183	1 012 596

La Société calcul le coefficient d'endettement net comme suit :

(en milliers de $ canadiens)	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010
Endettement net	369 818	414 271
Capitalisation totale aux livres	929 183	1 012 596
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET	39,8 %	40,9 %

Les tableaux suivants rapprochent le BAIIA et le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, tel que présentés aux états financiers avec le BAIIA ajusté et le résultat net ajusté :

BAIIA

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de $ canadiens)	2011	2010	2011	2010
BAIIA				
Éléments spécifiques :	30 301	28 064	100 756	39 414
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	-	-	-	5 620
BAIIA ajusté	30 301	28 064	100 756	45 034

Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en milliers de $ canadiens)	Périodes de trois mois closes les 31 décembre 2011	Périodes de trois mois closes les 31 décembre 2010	Exercices clos les 31 décembre 2011	Exercices clos les 31 décembre 2010
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	8 187	3 080	2 883	35 072
Résultat net des activités abandonnées	(4 651)	(302)	(5 489)	(11 658)
Éléments spécifiques* :				
Quote-part de Boralex dans la dépréciation des immobilisations corporelles d'une centrale appartenant au Fonds	-	-	-	4 136
Honoraires professionnels encourus dans le cadre de l'offre d'acquisition du Fonds	-	664	-	4 291
Amortissement du solde des charges financières reportées liées au financement initial de la phase I de Thames River	-	-	-	1 915
Dépréciation des immobilisations corporelles	(3 500)	-	1 052	-
Autres gains	-	-	(2 071)	(519)
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	-	-	-	(30 874)
Dépréciation de l'écart d'acquisition	-	23 158	-	23 158
Renversement d'impôts futurs	-	(23 158)	-	(23 158)
Recouvrement d'impôts à la suite de la disposition présumée du placement dans le Fonds	-	-	-	(10 173)
RÉSULTAT NET ajusté	36	3 442	(3 625)	(7 810)

* Impacts nets d'impôts

Éléments spécifiques des trimestres terminés les 31 décembre 2011 et 2010

Au quatrième trimestre de l'exercice 2011, Boralex a enregistré deux éléments spécifiques favorables ayant eu une incidence totale nette de 8,2 M$ sur son résultat net, soit :

- un montant de 4,7 M$ qui représente le résultat après impôts associé aux activités abandonnées, c'est-à-dire, les centrales américaines alimentées en résidus de bois qui furent cédées à un tiers en décembre 2011. Ce montant se compose d'un résultat net d'opérations de 1,4 M$ et d'un gain de 3,3 M$ sur cession d'actifs; et
- un montant de 3,5 M$ qui consiste en une reprise de valeur de 5,0 M$ (moins les impôts afférents de 1,5 M$) résultant du renversement d'une dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale thermique de cogénération de Dolbeau (Québec). Rappelons qu'en raison des graves difficultés d'approvisionnement en résidus de bois de cette centrale et des problèmes financiers rencontrés par son client industriel, AbitibiBowater, maintenant connu sous le nom de Produits Forestiers Résolu (« Résolu »), la centrale de Dolbeau a fait l'objet de dépréciations successives de ses immobilisations corporelles au cours des dernières années. Au troisième trimestre de l'exercice 2011, Boralex a mis fin définitivement aux activités de cette centrale, ce qui a entraîné une nouvelle dépréciation de 4,6 M$ (après impôts) représentant la valeur aux livres résiduelle des immobilisations corporelles de cette centrale. Or, au cours du quatrième trimestre, Boralex a reçu une offre d'achat de la part de Résolu qui propose d'acquérir la centrale au prix de 5,0 M$. Cette offre d'achat ayant été conclu et finalisé, Boralex a donc enregistré une reprise de valeur au montant équivalent, de façon à refléter la valeur recouvrable de la centrale.

Au quatrième trimestre de l'exercice 2010, la Société a enregistré divers éléments spécifiques qui ont eu un effet favorable total net de 0,4 M$ sur le résultat net de la période, soit :

- un montant favorable de 0,3 M$ représentant le résultat net des activités abandonnées ;
- un montant défavorable de 0,7 M$ composé d'honoraires professionnels encourus dans le cadre de l'acquisition du Fonds ; et
- un montant défavorable de 23,2 M$ résultant de la dépréciation de l'écart d'acquisition du Fonds, compensée par un renversement d'impôts futurs au montant équivalent (se référer à la note 5 *Regroupement d'entreprises* afférente aux états financiers consolidés).

Éléments spécifiques des exercices terminés les 31 décembre 2011 et 2010

Au cours de l'exercice 2011, Boralex a enregistré des éléments spécifiques qui ont eu une incidence favorable nette de 6,5 M$ sur le résultat net annuel, soit :

- un montant favorable de 5,5 M$ représentant le résultat après impôts des activités abandonnées, dont un résultat net d'opérations de 2,1 M$ et un gain net sur cession d'actifs de 3,3 M$;
- un montant défavorable de 1,1 M$ résultant de la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale de Dolbeau, nette de la reprise de valeur effectuée au quatrième trimestre ; et
- divers gains spécifiques totalisant 2,1 M$, dont un gain net d'impôts de 0,4 M$ provenant de la vente de 784 796 actions d'ABI octroyées par cette dernière à Boralex dans le cadre de la réclamation déposée par Boralex au C-36 d'ABI, un gain net de 1,3 M$ provenant de la vente d'un projet éolien non stratégique en Ontario et un gain net de 0,4 M$ sur la cession d'actifs à la coentreprise détenue à 50 % par Boralex et créée en 2011 dans le cadre des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré au Québec.

Au cours de l'exercice 2010, Boralex a enregistré des éléments spécifiques qui ont eu une incidence favorable nette de 42,9 M$, sur le résultat net incluant :

- un montant favorable de 11,7 M$ représentant le résultat après impôts des activités abandonnées ;
- un montant défavorable de 4,1 M$ représentant la quote-part de Boralex dans les dépréciations d'immobilisations de la centrale de Dolbeau alors que cette dernière appartenait encore au Fonds, c'est-à-dire, qui furent enregistrées préalablement à l'acquisition du Fonds par Boralex en date du 15 septembre 2010 ;
- un montant défavorable de 4,3 M$ constitué d'honoraires professionnels encourus dans le cadre de l'acquisition du Fonds ;
- un montant défavorable net de 1,9 M$ représentant l'amortissement enregistré, lors du financement et du refinancement global du projet éolien Thames River, du solde des charges financières reportées relatives à l'ancien financement de la phase I de ce projet ;
- un gain net de 0,5 M$ sur la vente d'une filiale ; et
- un gain de 36,8 M$ sur la disposition présumée du placement que Boralex détenait dans le Fonds préalablement à son acquisition, net du recouvrement d'impôts réalisé sur cette disposition.

Analyse des résultats d'exploitation

Le tableau suivant présente les principaux écarts du résultat net ajusté attribuable aux actionnaires de Boralex :

	Résultat net ajusté (en millions de $ canadiens)	Par action (en $ canadiens, de base)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	(7,8)	(0,21)
Variation du BAIIA ajusté	55,8	1,48
Amortissement	(26,4)	(0,70)
Charges financières	(28,6)	(0,76)
Perte de change	1,7	0,05
Perte nette sur instruments financiers	(0,8)	(0,02)
Charge d'impôts sur le résultat	1,9	0,04
Part des actionnaires sans contrôle	0,6	0,02
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	(3,6)	(0,10)

Excluant les éléments spécifiques des exercices 2011 et 2010 décrits à la rubrique précédente, Boralex a enregistré une perte nette ajustée de 3,6 M$ ou 0,10 $ par action de base et diluée au cours de l'exercice 2011, par rapport à une perte nette ajustée de 7,8 M$ ou 0,21 $ par action de base et diluée pour l'exercice 2010.

Cette amélioration de 4,2 M$ du résultat net s'explique par la hausse de 55,8 M$ du BAIIA attribuable à l'acquisition du Fonds et à la mise en service des nouveaux sites éoliens et solaire en 2010 et 2011, tel qu'il est commenté plus loin sous cette rubrique. Dans une moindre mesure, le résultat net de 2011 a aussi été favorisé par une variation favorable de la charge d'impôts sur le résultat. Cependant, il a été affecté par une hausse combinée de 55,0 M$ de l'amortissement et des charges financières résultant principalement de l'expansion du secteur éolien et de l'acquisition du Fonds, ainsi que par un montant plus élevé de la perte de change et de la perte nette sur instruments financiers.

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

(en millions de $ canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	102,8	45,0
Impact des activités consolidées du Fonds [1]	69,1	38,2
Données relatives aux autres activités de Boralex :		
Mises en service	22,5	18,9
Arrêt de la centrale de Dolbeau	(1,4)	0,2
Prix	1,6	1,6
Volume	-	0,9
RECs et certificats verts	(0,3)	(0,2)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,2)	0,1
Coût des matières premières	-	(1,0)
Entretien	-	0,1
Fonds de revenu Boralex énergie (pré-acquisition) [2]	-	(3,0)
Autres	(0,1)	-
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	194,0	100,8

[1] Ce montant représente les montants du 1er janvier 2010 au 15 septembre 2010, période avant l'acquisition du Fonds.

[2] Ce montant est reflété dans les postes suivants de l'état des résultats de 2010 : Parts des résultats du Fonds, Revenus de gestion du Fonds et, en ce qui a trait aux charges, Gestion et exploitation du Fonds.

Produits de la vente d'énergie

Au cours de l'exercice 2011, les produits générés par la vente d'énergie des activités poursuivies de Boralex ont totalisé 194,0 M$ comparativement à 102,8 M$ en 2010. Cette hausse de 91,2 M$ ou de 88,7 % est attribuable essentiellement à la stratégie d'expansion de Boralex. En effet, l'acquisition des centrales du Fonds a apporté des produits additionnels de 69,1 M$, tandis que les sites éoliens et le site solaire mis en service en 2010 et 2011 ont généré des produits de 22,5 M$.

Excluant ces sources de croissance, les produits attribuables aux autres activités poursuivies de Boralex ont été stables par rapport à l'exercice précédent. La Société a notamment bénéficié de produits additionnels de 1,6 M$ provenant de l'augmentation du prix de vente moyen de ses centrales existantes. Cette hausse du prix de vente moyen est attribuable essentiellement aux centrales française et canadienne alimentées en gaz naturel, comme il est expliqué plus en détail dans la section suivante de ce rapport de gestion consacrée aux divers secteurs d'activités de la Société. L'effet de la hausse du prix de vente moyen sur les produits de Boralex a ainsi compensé pour certains éléments défavorables dont le manque à gagner de 1,4 M$ dû à la fermeture de la centrale thermique de Dolbeau, au troisième trimestre de 2011. Notons, cependant, que cette fermeture a eu une incidence favorable sur le BAIIA de Boralex.

Au total, les activités poursuivies de Boralex ont produit 1 731 255 MWh d'électricité au cours de l'exercice 2011, par rapport à 876 211 MWh en 2010, cette augmentation de 97,6 % étant attribuable à l'acquisition du Fonds et à la mise en service des nouveaux sites éoliens et solaire. Excluant ces éléments, de même que l'effet de la fermeture de la centrale de Dolbeau, au global, le volume de production des autres centrales existantes de Boralex a été stable par rapport à 2010.

Autres revenus

Les *Autres revenus* de 0,7 M$ enregistrés en 2011 (0,7 M$ en 2010) représentent essentiellement des honoraires de gestion d'une centrale détenue par une fiducie dont un des administrateurs de la Société est fiduciaire unique.

BAIIA

Le BAIIA consolidé ajusté des activités poursuivies a plus que doublé pour se chiffrer à 100,8 M$ en 2011, comparativement à 45,0 M$ en 2010. De cette hausse de 55,8 M$, un montant de 35,2 M$ est attribuable à la consolidation de 100 % des résultats du Fonds pour toute la période en 2011 comparativement à 14 semaines en 2010, en tenant compte également de la comptabilisation de la participation de 23 % de Boralex dans le Fonds pour le reste de l'exercice 2010. Quant aux actifs nouvellement mis en service, ils ont apporté une contribution additionnelle de 18,9 M$.

Excluant les résultats relatifs à la pleine contribution du Fonds et aux mises en service, le BAIIA des activités existantes de Boralex a augmenté de 1,7 M$, grâce principalement à la contribution additionnelle de 1,6 M$ attribuable à la hausse du prix de vente moyen discutée préalablement et à un effet de volume favorable de 0,9 M$. Divers autres facteurs positifs ont aussi contribué à la croissance du BAIIA consolidé, incluant l'incidence favorable de la fermeture de la centrale de Dolbeau sur les coûts d'exploitation, une baisse des coûts d'entretien et une légère incidence favorable attribuable à la fluctuation des devises. Ces éléments auront ainsi plus que compensé pour l'augmentation de 1,0 M$ du coût des matières premières, principalement celui du gaz naturel, ainsi que divers autres facteurs défavorables en majeure partie associés aux secteurs opérationnels.

Ainsi, la marge de BAIIA ajusté des activités poursuivies en pourcentage des produits est passée de 43,8 % en 2010 à 52,0 % en 2011, fruit du poids plus important dans la composition des produits consolidés des actifs éoliens, hydroélectriques et solaires, lesquels génèrent des marges bénéficiaires supérieures à celles du secteur thermique.

Amortissement, dépréciation des immobilisations corporelles et dépréciation de l'écart d'acquisition

La dépense d'amortissement de l'exercice de 2011 s'est chiffrée à 57,8 M$ comparativement à 31,4 M$ en 2010, soit une hausse de 26,4 M$. Excluant la variation de l'amortissement des centrales acquises du Fonds (15,7 M$), les frais d'amortissement de Boralex ont augmenté de 10,7 M$ en raison des investissements effectués au cours des 12 mois précédents dans le secteur éolien et dans la mise en service du premier site solaire. Cependant, la hausse de la dépense d'amortissement de l'exercice 2011 a été atténuée par un ajustement favorable de 2,1 M$ résultant de la modification de la durée de vie d'une composante pour certains modèles d'éoliennes.

Comme décrit précédemment à propos des éléments spécifiques de 2011 et 2010, Boralex a enregistré en 2011 une dépréciation de 1,5 M$ des immobilisations de la centrale de Dolbeau, nette de la reprise de valeur d'immobilisations corporelles effectuée au quatrième trimestre relativement à ladite centrale. Au cours de l'exercice 2010, préalablement à l'acquisition du Fonds, Boralex avait comptabilisé une charge totalisant 5,6 M$ représentant sa quote-part de 23 % dans la dépréciation d'actifs corporels de la même centrale, qui était alors propriété du Fonds.

Autres gains

Durant l'exercice de 2011, tel que commenté précédemment et détaillé à la note 21 afférente aux états financiers consolidés, Boralex a enregistré des gains spécifiques totalisant 3,0 M$ sur la cession d'actifs divers. Ceci se compare à un gain de 0,8 M$ sur la vente d'une filiale en 2010.

Charges financières, perte (gain) de change et perte nette sur instruments financiers

Les charges financières se sont élevées à 49,7 M$ au cours de l'exercice de 2011, par rapport à 23,9 M$ en 2010. Excluant les intérêts relatifs aux dettes acquises du Fonds (5,0 M$), les charges financières de Boralex ont augmenté de 20,8 M$ en raison principalement de l'émission de débentures convertibles ayant servi à financer le coût d'acquisition du Fonds et du recours à de nouvelles dettes au cours des trimestres précédents dans le cadre des divers projets de développement éolien et solaire de la Société.

Boralex a enregistré un gain de change de 1,0 M$ en 2011 comparativement à une perte de 0,7 M$ en 2010, cette variation favorable de 1,7 M$ étant attribuable à la réévaluation des devises américaines détenues par Boralex.

De plus, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 1,0 M$ en 2011 par rapport à 0,2 M$ en 2010, soit une variation défavorable de 0,8 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.

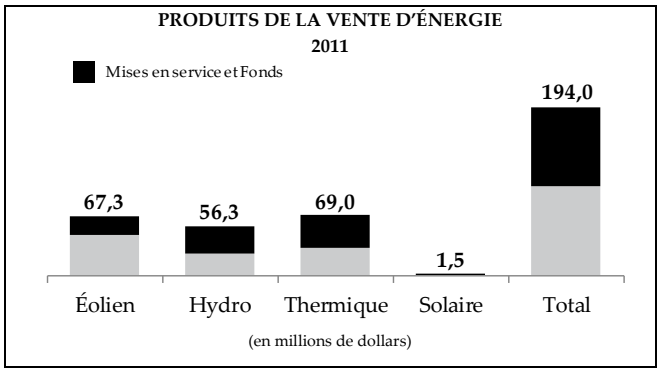
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

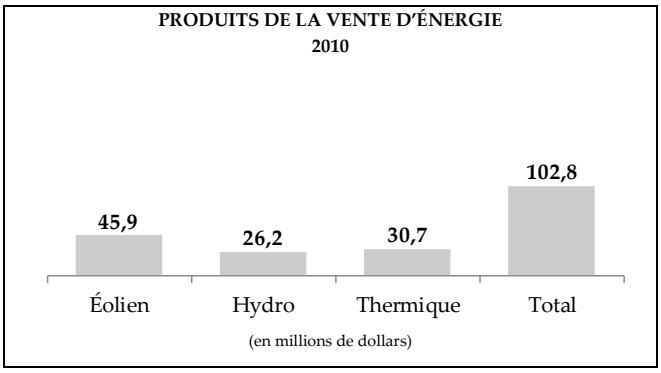
Excluant les activités abandonnées et autres éléments spécifiques des deux dernières années, Boralex a clos l'exercice 2011 avec une perte nette ajustée de 3,6 M$ ou 0,10 $ par action de base et diluée au cours de l'exercice 2011, par rapport à une perte nette ajustée de 7,8 M$ ou 0,21 $ par action de base et diluée pour l'exercice 2010.

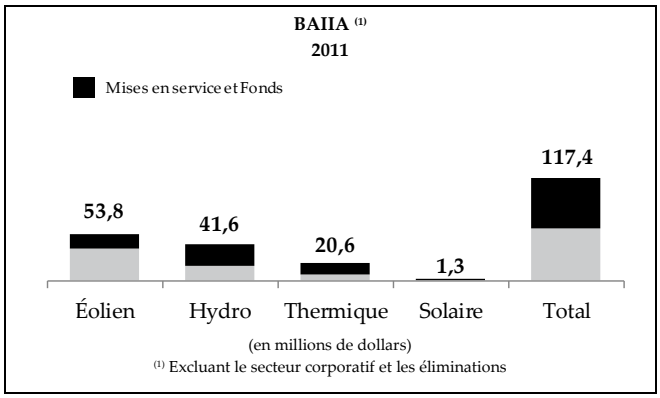
EN RÉSUMÉ,

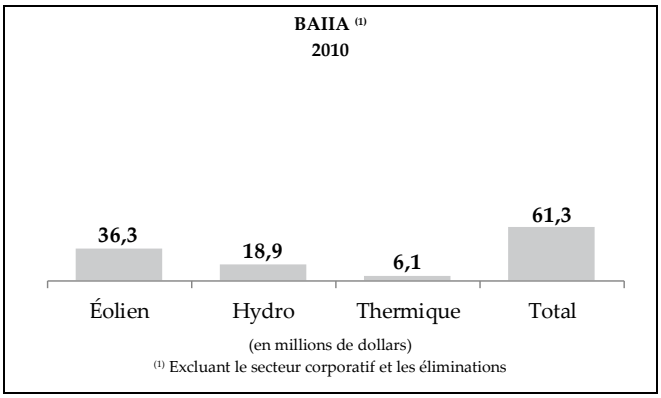
les résultats de l'exercice 2011 reflètent l'orientation stratégique adoptée par la Société depuis trois ans afin de concentrer son exploitation et son développement sur les actifs de production d'énergie renouvelable dotés de contrats de vente d'électricité à long terme et sur les activités offrant un potentiel supérieur de croissance et de rendement, en particulier les secteurs éolien, hydroélectrique et solaire. Ainsi, l'expansion récente de ces trois secteurs, résultant du développement organique et de l'acquisition du Fonds, a contribué à une croissance des revenus, du BAIIA et de la marge de BAIIA de la Société en 2011 et l'a dotée d'un positionnement davantage porteur de croissance et de rentabilité future. Finalement, la vente récente d'actifs ne répondant plus aux objectifs prioritaires de la Société, lui a fournis des fonds additionnels pour accélérer son expansion à court, moyen et long termes.

Revue des secteurs d'activités









Évolution géographique et sectorielle entre les exercices 2011 et 2010

Mise à part la vente récente de centrales thermiques regroupant 186 MW aux États-Unis, deux événements survenus au cours des deux derniers exercices ont considérablement modifié le portefeuille énergétique de Boralex et, par conséquent, la répartition géographique et sectorielle de ses revenus et de son BAIIA :

- la mise en service d'une puissance installée additionnelle de 144 MW dans le secteur éolien, dont 90 MW au Canada et 54 MW en France ; et
- l'intégration des centrales du Fonds totalisant 162,5 MW (excluant Dolbeau), dont plus de la moitié dans le secteur hydroélectrique et environ 60 % au Canada.

Sur le plan géographique, ces développements ont notamment eu pour effet de renforcer le positionnement de la Société au Canada, où se trouve maintenant 44 % de la puissance installée en exploitation de Boralex, par rapport à 18 % aux États-Unis et 38 % en Europe. Boralex jouit ainsi d'un meilleur équilibre géographique de ses sources de revenus, en plus d'être moins vulnérable aux fluctuations des devises.

Sur le plan sectoriel, le principal effet de ces développements a été d'accroître le poids relatif des secteurs éolien et hydroélectrique, lesquels génèrent des marges bénéficiaires supérieures à la moyenne des actifs de Boralex. La part combinée de ces deux secteurs atteint aujourd'hui 82 %.

En outre, comme tous les actifs qui se sont ajoutés au cours des dernières années sont dotés de contrats de vente d'électricité à long terme à prix déterminés et indexés, la portion contractée de la puissance installée de Boralex atteint aujourd'hui 96 %.

Répartition géographique et sectorielle des résultats

Au cours de l'exercice 2011, la répartition géographique des produits de la vente d'énergie de Boralex, en excluant les activités abandonnées, a été comme suit :

- 53 % au Canada, par rapport à 38 % en 2010 ;
- 18 % en provenance des États-Unis par rapport à 16 % en 2010 ; et
- 29 % en provenance d'Europe par rapport à 46 % l'année précédente.

Ces variations reflètent principalement l'accroissement du poids relatif des actifs canadiens dans le portefeuille énergétique de Boralex à la suite de l'acquisition du Fonds et de la mise en service de la phase II de 50 MW de Thames River (Ontario). Quant à l'évolution de la répartition sectorielle des résultats, toujours sur la base des activités poursuivies, elle a suivi les tendances décrites ci-après.

Éolien

Bien que les produits de ce secteur aient affiché une croissance de 46,6 % par rapport à l'exercice de 2010 en raison de la mise en service de nouveaux sites, sa part des produits consolidés est passée de 44,6 % en 2010 à 34,7 % en 2011 dû à l'intégration des activités du Fonds, ce qui a accru le poids relatif des secteurs hydroélectrique et thermique. Pour la même raison, malgré une hausse de 48,2 % du BAIIA du secteur éolien, sa part dans le BAIIA consolidé (avant éléments corporatifs et éliminations) est passée de 59,2 % en 2010 à 45,8 % en 2011. Notons, cependant, que le secteur éolien demeure le plus important générateur de BAIIA de Boralex. Mis à part le site solaire, le secteur éolien est aussi celui qui affiche la plus haute marge bénéficiaire de BAIIA, soit de l'ordre de 79,9 % pour l'exercice 2011 (79,1 % en 2010). Compte tenu des projets éoliens en cours de développement de près de 400 MW, dont 50 % sera détenu par Boralex, l'apport prépondérant de ce secteur à la rentabilité d'exploitation de Boralex est appelé à s'accentuer au cours des prochaines années, poussant à la hausse la marge bénéficiaire moyenne de la Société.

Hydroélectrique

La contribution du secteur hydroélectrique aux produits consolidés de Boralex est passée de 25,5 % à 29,0 % entre les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2011, dû au fait que les produits de ce secteur ont augmenté de 114,9 % grâce, principalement, à la pleine contribution des sept centrales hydroélectriques du Fonds en 2011 par rapport à 14 semaines seulement en 2010. De plus, l'ajout des centrales du Fonds, qui sont toutes dotées de contrats de vente d'électricité à long terme, a contribué à accroître de 120,1 % le BAIIA de ce secteur, faisant passer sa part du BAIIA consolidé de 30,8 % durant l'exercice 2010, à 35,4 % en 2011. Quant à sa marge de BAIIA en pourcentage de ses produits, elle est passée de 72,1 % en 2010 à 73,9 % en 2011.

Thermique

Ne considérant que les activités poursuivies de la Société, son secteur thermique a compté pour 35,6 % des produits consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011, par rapport à 29,9 % en 2010, et pour 17,5 % du BAIIA consolidé comparativement à 10,0 % l'année précédente. Ceci s'explique principalement par la pleine contribution des centrales québécoises de Senneterre et de Kingsey Falls acquises du Fonds. La marge de BAIIA de ce secteur est, pour sa part, passée de 19,9 % en 2010 à 29,9 % en 2011.

Solaire

La mise en service du premier parc solaire de la Société, en date du 17 juin 2011, a eu une incidence marginale sur les résultats consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011, puisque ce site ne représente que 1,0 % de la puissance installée totale de la Société. Cependant, on note qu'en un peu plus de six mois, ce nouveau site a généré un BAIIA de 1,3 M$, ce qui représente une marge de BAIIA de 86,7 % en pourcentage de ses produits.

Sites éoliens

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

(en millions de $ canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	45,9	36,3
Mises en service	21,0	17,6
Prix	(1,1)	(1,1)
Volume	1,3	1,3
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	0,1	0,1
Autres	0,1	(0,4)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	67,3	53,8

Résultats d'exploitation

La mise en service de nouveaux sites jumelée à la croissance organique sont à l'origine d'une augmentation significative des résultats du secteur au cours de l'exercice 2011, celui-ci ayant affiché des taux de croissance respectifs de 47,0 % de son volume de production, 46,6 % de ses produits et 48,2 % de son BAIIA.

Production

La production d'électricité du secteur éolien a totalisé 554 581 MWh en 2011 par rapport à 377 392 MWh l'année précédente. De cette augmentation de 177 189 MWh, une part de 163 847 MWh représente la contribution additionnelle des nouveaux sites mis en service en 2010 et au début de 2011, soit :

- la phase II de 50 MW du site Thames River, au Canada, mis en service en décembre 2010 ;
- les parcs français Ronchois, Chasse Marée et Le Grand Camp, d'un total de 49 MW, mis en service entre août et octobre 2010 ; et
- l'expansion de 5 MW du site français Cham Longe mise en service en février 2010.

Les sites existants canadiens et français ont, pour leur part, accru leur volume de production total de 3,6 %. Au Canada, l'implantation relativement récente de Boralex dans le marché éolien s'est effectuée de façon réussie. Non seulement le site Thames River totalisant 90 MW a-t-il été construit et mis en service à l'intérieur des délais et des budgets prévus, mais son exploitation a produit, à ce jour, des résultats conformes aux attentes. À sa première année complète d'opération commerciale, la phase I du site Thames River a notamment affiché des taux de disponibilité très satisfaisants. Ceci, jumelé à des conditions de vents généralement favorables et au fait qu'une partie de ses équipements étaient en rodage au début de l'année 2010, lui a permis d'accroître son volume de production de 5 % en 2011.

Du côté de la France, après trois trimestres de recul de leur production causé par des conditions de vents plutôt défavorables, le quatrième trimestre de 2011 a donné lieu à une nette amélioration des conditions climatiques par rapport à la même période en 2010, de sorte que les sites existants ont terminé l'année avec une production totale en hausse de 3 % sur 2010. À cet effet, bien que les conditions de vents des deux dernières années principalement dans le nord de la France aient été inférieures aux moyennes mesurées, la direction de Boralex ne s'inquiète pas de ce phénomène, étant d'avis que le rendement éolien d'une région donnée doit être envisagé sur une base de long terme. Dans le secteur éolien, en effet, Boralex fonde sa planification sur des données historiques observées à partir de stations de références et des données recueillies sur les sites. En outre, rappelons que Boralex bénéficie en France d'un positionnement géographique diversifié, ses sites éoliens étant répartis dans plusieurs régions du pays. Cet avantage est accentué, pour l'ensemble du secteur éolien de Boralex, par l'expansion en cours au Canada.

Produits et BAIIA

Les produits du secteur éolien ont totalisé 67,3 M$ en 2011 rapport à 45,9 M$ en 2010. De cette hausse de 21,4 M$, un montant de 21,0 M$ est venu de la mise en service des nouveaux sites. De plus, l'augmentation du volume de production des sites existants a apporté des produits additionnels de 1,3 M$, ce qui a pallié le manque à gagner de 1,1 M$ occasionné par la baisse du prix de vente moyen relatif à certains sites éoliens français.

Rappelons que cette baisse du prix moyen est attribuable aux ententes contractuelles avec EDF qui prévoient, au terme d'une période de cinq ou dix ans selon la date d'entrée en vigueur du contrat, un ajustement du prix de vente par MWh lorsque le volume de production des cinq ou dix années précédentes a surpassé le niveau prévu. Pour sa part, le site canadien existant a plutôt bénéficié d'une hausse du prix de vente moyen due au fait que la phase I du site Thames River, mis en service en décembre 2009 et janvier 2010, était en période de rodage au premier trimestre de l'exercice 2010. En 2011, par conséquent, en plus d'un facteur d'utilisation supérieur, tous les équipements ont pu bénéficier du plein tarif du *Advanced RESOP* pour l'ensemble de l'exercice.

D'autre part, le BAIIA sectoriel s'est chiffré à 53,8 M$ comparativement à 36,3 M$ l'année précédente, affichant une hausse 17,5 M$. Excluant l'apport de 17,6 M$ de nouveaux sites, le BAIIA généré par les sites existants a toutefois légèrement décliné, soit de 0,1 M$, en raison notamment d'une hausse de taxe professionnelle résultant d'une réforme fiscale en France. La marge bénéficiaire de BAIIA en pourcentage des produits a néanmoins progressé, passant de 79,1 % en 2010 à 79,9 % en 2011. Ceci reflète, entre autres, l'optimisation du rendement de la phase I de Thames River et la qualité des nouveaux actifs éoliens mis en service au Canada et en France.

Projets en développement et événements récents

En date des présentes, Boralex et ses partenaires détiennent des contrats à long terme de vente d'électricité pour des projets éoliens totalisant 391 MW, qui seront mis en service entre les mois de décembre 2013 et décembre 2015. La presque totalité de cette nouvelle puissance installée, soit 366 MW, sera mise en service sur le site exceptionnel de la Seigneurie de Beaupré, décrit à la rubrique *Faits marquants des trois derniers exercices*, à la page 9 de ce rapport de gestion. Les parcs éoliens en développement au Canada sont décrits ci-après.

1. En 2011, Boralex et son partenaire Société en commandite Gaz Métro ont mis sur pied une coentreprise détenue à parts égales, afin de réaliser et d'exploiter les deux premiers parcs de la Seigneurie de Beaupré regroupant une puissance installée de 272 MW, qui seront mis en service en décembre 2013. À la suite de la création de la coentreprise, les frais de développement relatifs aux parcs éoliens 2 et 3 de la Seigneurie de Beaupré ne sont plus inclus dans le poste *Projets en développement* dans l'état de la situation financière de Boralex, mais sont comptabilisés dans un compte de placement *Participation dans une coentreprise*. (Les principales transactions relatives à la coentreprise pour l'exercice 2011 sont décrites à la note 10 *Participation dans une coentreprise* des notes afférentes aux états financiers consolidés de l'exercice 2011.)

   La coentreprise œuvre actuellement à la construction des deux premiers parcs. En date des présentes, le projet se déroule selon les budgets et les échéanciers prévus. Le tiers des fondations a été achevée et plus de 80 % de la construction des routes a été achevé en 2011. Boralex est également à développer les outils de gestion et de communication qui seront employés sur le site, tandis que des postes de commandes, de transformation et de maintenance seront installés à l'été 2012. La direction de Boralex est confiante que l'expertise et les compétences acquises par son équipe dans le cadre de la mise en service et de l'exploitation du site éolien Thames River, en Ontario, sera d'un précieux apport au succès de la mise en service de ceux de la Seigneurie de Beaupré. La réalisation des deux premiers parcs représente un investissement d'environ 750 M$. Le 8 novembre 2011, la coentreprise a obtenu un financement de 725 M$ consistant en un prêt de construction de deux ans de 590 M$ qui se convertira en un prêt à terme amorti sur 18 ans après le début de l'exploitation commerciale, jumelé à des facilités à court terme totalisant 135 M$.

   En novembre 2011, la coentreprise a conclu des transactions de swap de taux d'intérêt afin de fixer une proportion importante du taux de financement pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le montant nominal total des transactions est de 505 M$ et les taux se situent à environ 3,20 %.

2. Boralex et son partenaire Société en commandite Gaz Métro sont également à définir les paramètres d'un autre parc éolien situé sur le site de la Seigneurie de Beaupré de 69 MW, en vue d'une mise en service en décembre 2014. En plus de bénéficier des importants avantages qu'offre le site sur le plan éolien, environnemental et des infrastructures en place, le rendement de ce futur parc sera avantagé par les synergies logistiques qui pourront être réalisées au moment de sa construction et de son exploitation.

3. Par ailleurs, en juin 2011, deux projets éoliens communautaires développés conjointement par Boralex et des MRC du Québec, soit la MRC de Témiscouata et la MRC de La Côte-de-Beaupré, ont été dotés de contrats de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec Hydro-Québec. Ces parcs éoliens de 25 MW chacun seront mis en service à la fin de 2014 et de 2015 respectivement. Parmi ces deux projets, celui de La Côte-de-Beaupré sera érigé sur les terres de la Seigneurie de Beaupré.

Boralex et son partenaire Cube poursuivent continuellement l'analyse de diverses opportunités d'acquisition et de développement de sites éoliens et solaires, principalement en France.

Perspectives

Malgré l'impact de facteurs externes tels que la fluctuation des devises et les phénomènes météorologiques, la performance du secteur éolien pour l'exercice 2012 devrait être favorisée par une contribution accrue des sites récemment mis en service, en particulier la phase II de Thames River dont une partie des éoliennes se trouvaient en période de rodage au premier trimestre de 2011. De plus, les équipes européenne et canadienne du secteur éolien de Boralex poursuivent leurs efforts d'optimisation de la disponibilité et du rendement des équipements, en tablant notamment sur leur expertise croissante en matière d'entretien préventif et correctif et en gestion à distance des éoliennes.

Sur le plan du développement, Boralex et ses partenaires maintiennent leurs objectifs de mise en service, d'ici à la fin de 2015, des projets actuels de la Seigneurie de Beaupré d'un total de 366 MW.

Le secteur éolien de Boralex demeurera son principal moteur de croissance à moyen terme, d'autant plus que la direction entend utiliser un bonne partie du produit de la vente récente d'actifs américains, au montant net d'impôts d'environ 81 M$ US, à l'expansion de son secteur éolien. À l'heure actuelle, la Société recherche activement les occasions d'acquérir de nouveaux projets éoliens au Canada et en Europe, incluant des sites déjà opérationnels de même que des projets se trouvant en phase avancée de développement et qui pourraient être rapidement mis en service. Au Canada, advenant le lancement d'un nouvel appel d'offres du gouvernement du Québec pour de l'énergie éolienne, le potentiel du site de la Seigneurie de Beaupré, sur lequel Boralex et ses partenaires ont un droit de développement exclusif, est tel que ce territoire pourrait éventuellement accueillir à court terme des infrastructures totalisant près de 800 MW. L'Ontario demeure également un marché à fort potentiel pour Boralex en raison de son potentiel éolien et de l'ouverture du gouvernement envers le développement d'un solide bassin de production d'énergies renouvelables. En Europe, Boralex entend continuer de concentrer le plus gros de ses efforts à court terme sur le marché français, non seulement en raison du solide positionnement et de la crédibilité que Boralex a acquis au sein de ce marché au cours des dix dernières années, mais en raison également du potentiel considérable de développement éolien qui subsiste en France, jumelé à la volonté nationale de préserver et de développer un leadership français en matière d'énergies renouvelables.

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

- de l'envergure et de la qualité de ses projets actuellement en développement qui sont dotés de contrats de vente d'électricité à long terme actuellement en développement ;
- des solides alliances qu'elle a conclues en Europe et en Amérique du Nord afin d'accélérer son développement ; et
- de sa crédibilité croissante au sein des marchés financiers mondiaux en tant que développeur et exploitant, à la fois fiable et performant, d'infrastructures éoliennes de plus en plus importantes.

Centrales hydroélectriques

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

(en millions de $ canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	26,2	18,9
Impact des activités consolidées du Fonds	31,4	25,3
Données relatives aux autres activités de Boralex :		
Prix	(0,3)	(0,3)
Volume	(0,6)	(0,6)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,1)	-
Entretien	-	(0,2)
Autres	(0,3)	(1,5)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	56,3	41,6

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

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWh) [1]	2011	2010
Périodes de trois mois closes les 31 décembre	196 522	220 380
Exercices clos les 31 décembre	703 612	328 290
Moyenne historique – annuelle [2]	621 931	621 261

[1] La moyenne historique est calculée en utilisant l'ensemble des données de production disponibles de chacune des centrales jusqu'à la date de clôture de l'exercice financier précédent de Boralex. L'écart important pour les exercices clos le 31 décembre s'explique par l'expansion de 96,5 MW de la puissance installée à la suite de l'acquisition du Fonds.

[2] Les moyennes historiques incluent toutes les centrales existantes de Boralex.

Résultats d'exploitation

L'acquisition des sept centrales hydroélectriques du Fonds, en 2010, a fortement rehaussé le profil du secteur hydroélectrique de Boralex, triplant sa puissance installée et faisant passer de 48 % à 85 % la proportion contractée. Ainsi, la contribution des centrales acquises du Fonds pour tout l'exercice 2011, comparativement à 14 semaines, soit 3,5 mois, en 2010, a permis d'accroître le volume de production, les produits et le BAIIA de ce secteur de 114,3 %, 114,9 % et 120,1 % respectivement, en plus de hausser sa marge de BAIIA de 72,1 % à 73,9 %.

Production

Au cours de l'exercice 2011, la production du secteur hydroélectrique de Boralex a totalisé 703 612 MWh par rapport à 328 290 MWh en 2010. Bien que la presque totalité de cette augmentation de 375 522 MWh provienne de la contribution des centrales du Fonds pour une période additionnelle de 8,5 mois par rapport à 2010, elle est aussi en partie attribuable a une croissance organique de 7,7 %. Dans l'ensemble, les conditions hydrauliques de 2011, surtout durant les trois premiers trimestres, ont été très bonnes et significativement supérieures aux moyennes historiques dans le nord-est des États-Unis. Au Canada, elles ont été plus près des moyennes historiques. Le quatrième trimestre a cependant connu des conditions hydrauliques moins favorables, tant aux États-Unis qu'au Canada, en plus de donner lieu à des arrêts prolongés de production dans trois centrales pour causes de bris et de remplacement d'équipements. Par conséquent, les résultats du quatrième trimestre ont quelque peu ralenti le rythme de croissance élevé affiché par ce secteur au cours des neuf premiers mois de l'exercice 2011.

Pour l'ensemble de l'année 2011 toutefois, comme il apparaît au tableau qui précède, la production totale du secteur hydroélectrique a été supérieure de 13 % à la moyenne historique.

Produits et BAIIA

Les produits de la vente d'énergie ont atteint 56,3 M$ en 2011 par rapport à 26,2 M$ en 2010. Ainsi, les produits additionnels de 31,4 M$ attribuables à la pleine contribution des centrales du Fonds ont plus que compensé pour les divers facteurs ayant eu un effet défavorable sur l'évolution des produits, soit :

- un effet de volume défavorable de 0,6 M$ attribuable à la baisse de production affichée au quatrième trimestre en raison de conditions hydrauliques moins favorables au Canada et d'arrêts prolongés de trois centrales ;
- un effet de prix défavorable de 0,3 M$ dû à une diminution du prix de vente moyen obtenu sur le marché libre par les centrales américaines ne détenant pas de contrats de vente d'électricité ; et
- l'effet de la fluctuation du taux de change entre les devises canadienne et américaine.

Le secteur a cumulé un BAIIA de 41,6 M$ par rapport à 18,9 M$ l'année précédente. La pleine consolidation des résultats des centrales du Fonds a généré un BAIIA additionnel de 25,3 M$. Cet apport a compensé pour les facteurs défavorables décrits précédemment ainsi que pour certains autres éléments dont la hausse des coûts de développement et les pertes sur cessions d'actifs divers.

Projet en développement et perspectives

Au cours de l'exercice 2012, Boralex entreprendra des travaux à sa centrale de Buckingham (Québec) afin qu'elle se conforme à la *Loi sur la sécurité des barrages*. De plus, la direction continue d'évaluer divers scénarios pour optimiser cet investissement en procédant également à une expansion jusqu'à 10 MW de la puissance installée de la centrale.

Boralex a fait reconnaître le caractère privé des forces hydrauliques à sa centrale de Rimouski. En conséquence, la durée actuelle du contrat d'achat d'électricité ainsi que son renouvellement sera prolongée de 5 ans respectivement.

Boralex se tient à l'affût des occasions pour faire croître son secteur hydroélectrique, notamment au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique. Pour ce faire, elle s'est dotée de ressources additionnelles à l'extérieur du Québec.

Boralex considère qu'elle est bien positionnée pour poursuivre sa croissance dans le marché hydroélectrique, compte tenu de son expérience de plus de 20 ans dans ce domaine, de la compétence de son équipe et de la qualité de ses actifs. Depuis l'acquisition du Fonds, en particulier, elle bénéficie d'une base hydroélectrique élargie, mieux diversifiée géographiquement et génératrice de marges bénéficiaires accrues, ainsi que de flux de trésorerie plus stables et prévisibles. De fait, les marges de BAIIA de ce secteur s'apparentent à celles du secteur éolien. Ce nouveau profil atténue l'impact sur les résultats de ce secteur et de certains facteurs d'ordre conjoncturel tels que les fluctuations des prix de vente sur le marché libre des États-Unis et les fluctuations du taux de change entre les devises canadienne et américaine.

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

Centrales thermiques

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

(en millions de $ canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	30,7	6,1
Impact des activités consolidées du Fonds	37,7	13,3
Données relatives aux autres activités de Boralex :		
Arrêt de la centrale de Dolbeau	(1,4)	0,2
Prix	2,9	2,9
Volume	(0,7)	0,2
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(0,2)	(0,1)
Primes de puissance	(0,1)	(0,1)
Coût des matières premières	-	(1,0)
Entretien	-	(0,1)
Autres	0,1	(0,8)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	69,0	20,6

Résultats d'exploitation

À la suite de la vente des centrales thermiques américaines alimentées aux résidus de bois, ce secteur regroupe dorénavant trois centrales opérantes d'une puissance installée totalisant 80 MW, soit deux centrales de cogénération alimentées en gaz naturel de 31 MW et 14 MW respectivement, la première à Kingsey Falls (Québec) et la seconde à Blendecques (France), et une centrale alimentée en résidus de bois de 35 MW située à Senneterre (Québec). Seule la centrale de Blendecques faisait partie des actifs de Boralex avant l'acquisition du Fonds en septembre 2010, ce qui explique l'essentiel des variations entre les résultats de 2011 et 2010. Rappelons également qu'au cours du troisième trimestre de 2011, Boralex a mis fin définitivement aux opérations de la centrale aux résidus de bois de Dolbeau (Québec), également acquise du Fonds.

Production

Pendant l'exercice 2011, le secteur thermique a produit 469 835 MWh d'électricité par rapport à 170 529 MWh en 2010, dû essentiellement à la pleine contribution des centrales de Kingsey Falls et Senneterre. Quant à la production de vapeur des deux centrales de cogénération au gaz naturel, elle a augmenté de 72,3 % pour totaliser 1 337 299 milliers de livres grâce à l'ajout de la centrale de Kingsey Falls.

Produits et BAIIA

Le secteur a réalisé des produits de 69,0 M$ comparativement à 30,7 M$ l'année précédente, en hausse de 124,8 %. Son BAIIA a plus que triplé pour atteindre 20,6 M$ comparativement à 6,1 M$ l'année précédente. Les principaux facteurs expliquant ces variations sont les suivants :

- la pleine consolidation des centrales du Fonds, qui a ajouté 37,7 M$ aux produits du secteur et 13,3 M$ à son BAIIA ;
- un effet de prix favorable de 2,9 M$ attribuable à une hausse moyenne de 16 % du prix de la vapeur vendue par les deux centrales alimentées en gaz naturel, jumelée à l'indexation de leur prix de vente de l'électricité. Cependant, cet effet favorable a été atténué par une hausse de 1,0 M$ du coût des matières premières, le gaz naturel et les résidus de bois ; et
- la fermeture de la centrale de Dolbeau qui, jumelée à l'effet de volume des autres centrales, a eu une incidence négative totale de 2,1 M$ sur les produits, mais une incidence favorable totale de 0,4 M$ sur le BAIIA.

Perspectives

De façon générale, bien que l'énergie thermique ne fasse pas partie des cibles de développement privilégiées par la stratégie de croissance de Boralex, la Société demeure ouverte aux occasions d'affaires qui pourraient se présenter dans ce secteur, en autant qu'elles soient assorties de contrats à long terme de vente d'électricité et d'approvisionnement en matières premières, et qu'elles répondent aux objectifs de positionnement et de rendement de Boralex.

Canada

Une entente a été conclue récemment entre Hydro-Québec et Boralex de sorte que sa centrale alimentée aux résidus de bois de Senneterre opèrera six mois par année en 2012 et 2013. Ainsi, elle ne fournira de l'électricité que pendant les périodes de pointe de la demande, soit de décembre à mars, ainsi qu'en juillet et août. Néanmoins, les modalités de l'entente font en sorte que les résultats de la centrale n'en seront pas affectés. La centrale de Senneterre devrait donc maintenir sa performance au cours des deux prochains exercices. Par ailleurs, afin de palier les problèmes d'approvisionnement en résidus forestiers, cette centrale s'est dotée en 2011 d'un système lui permettant de récupérer, nettoyer et maximiser la valeur calorifique des écorces de vieilles piles. Ce système est toujours en rodage et devrait être optimisé au cours des prochains trimestres de façon à en améliorer le rendement tout en minimisant l'usure des équipements.

En ce qui a trait à la centrale au gaz naturel de Kingsey Falls, son contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec arrivera à échéance en novembre 2012. Étant donné le prix de l'électricité sur les marchés, la direction juge peu probable que le contrat soit renouvelé à brève échéance. La direction évalue actuellement les scénarios qui s'offrent à cette centrale en fonction des besoins qui seront manifestés par Hydro-Québec et selon ceux de son client industriel. À cet effet, le contrat de vente de vapeur de la centrale de Kingsey Falls arrivera également à échéance en 2012 et devra être renégocié le cas échéant. Lors de sa signature, le client avait choisi une méthode d'indexation partielle basée sur le cours de certains produits pétroliers. En raison de la volatilité importante du cours du pétrole au cours des dernières années, le prix de la vapeur a subi des variations significatives. Récemment, Boralex a contracté des swaps financiers afin de fixer en partie le prix de la vapeur vendue et afin de fixer le prix de ses achats de gaz naturel jusqu'au 30 novembre 2012.

France

Le contrat de vente d'électricité de la centrale au gaz naturel de Blendecques arrivera à échéance en décembre 2013. La direction évalue différents scénarios qui s'offriront à cette centrale, incluant la possibilité d'effectuer certains investissements qui lui permettraient de signer un nouveau contrat d'une durée potentielle de 12 ans avec EDF. Rappelons que 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 1er novembre au 31 mars. 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.

Site solaire

(en millions de $ canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	-	-
Mise en service	1,5	1,3
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	1,5	1,3

Le premier parc solaire de Boralex, d'une puissance installée contractée de 5,0 MW, a été mis en service le 17 juin 2011 et a ainsi contribué aux résultats de la Société pour une période d'environ 6,5 mois.

Résultats d'exploitation

À ce jour, les résultats financiers du site solaire de Boralex ont surpassé les attentes de la direction. Entre le 17 juin et le 31 décembre 2011, ce site a produit 3 227 MWh d'électricité, enregistré des produits de 1,5 M$ et généré un BAIIA de 1,3 M$, ce qui représente une marge de 86,7 % en pourcentage des produits. La direction est d'avis que la rentabilité affichée à ce jour reflète la qualité intrinsèque de ce premier projet solaire en termes de choix technologique, de localisation et d'avantages contractuels, ainsi que l'expertise grandissante de l'équipe de Boralex.

Perspectives

Sur une base annuelle complète, Boralex prévoit que son premier site solaire produira environ 5 000 MWh d'électricité en moyenne pour les dix premières années et que sa marge de BAIIA moyenne devrait se situer à environ 85 %.

La production d'énergie solaire est une industrie grandissante dont les règles de marché et les orientations gouvernementales se préciseront dans les années à venir. Boralex croit dans le potentiel de cette source propre et abondante d'énergie renouvelable, d'autant plus que l'avancement des technologies contribuera progressivement à diminuer le coût des équipements et à en améliorer le rendement.

En plus du marché européen, plus particulièrement la France où Boralex a mis sur pied une équipe compétente vouée au développement de projets solaires, la Société porte un intérêt particulier au marché de l'Ontario. Cette province pourrait en effet offrir un potentiel intéressant pour une implantation de Boralex dans cette niche au Canada.

Activités abandonnées

Le tableau suivant présente le détail du résultat net des activités abandonnées :

(en milliers de $ canadiens)	2011	2010
Produits de la vente d'énergie	61 526	100 052
Charges	59 327	83 588
Résultat d'exploitation avant impôts des activités abandonnées	2 199	16 464
Charge d'impôts sur le résultat	54	4 806
Résultat net d'opérations	2 145	11 658
Perte sur cession des actifs	(251)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat attribuable à la cession des actifs	(3 595)	-
Gain net sur cession des actifs	3 344	-
Résultat net des activités abandonnées	5 489	11 658

Le 20 décembre 2011, Boralex a conclu la vente de centrales thermiques américaines alimentées aux résidus de bois d'une puissance installée totalisant 186 MW, pour une contrepartie de 86,8 M$ US à laquelle s'ajoutera le produit de la vente des RECs produits par ces centrales au cours de l'exercice 2011, d'une valeur d'environ 5 M$ US. De plus, selon les conditions de la transaction, Boralex encaissera 50 % du montant des ventes de RECs excédant un prix de seuil défini, pour les années 2012, 2013 et 2014 inclusivement.

La décision de vendre ces actifs s'inscrit dans le cheminement stratégique adopté par Boralex depuis quelques années qui vise à concentrer ses activités d'exploitation et de développement dans des actifs assortis de contrats de vente d'électricité à long terme, à prix déterminés et indexés, tout en visant en priorité trois secteurs clés de la production d'énergie renouvelable : les secteurs éolien, hydroélectrique et solaire. Rappelons que les centrales de production d'énergie thermique vendues par Boralex ne disposaient pas de contrats de vente, transigeant leur électricité sur le marché libre dans le nord-est des États-Unis.

En plus de lui procurer des liquidités d'environ 81 M$ US, nets d'impôts, qui pourront être redéployées rapidement en vue d'accélérer la croissance de la base d'actifs de Boralex dans ses marchés cibles, la direction juge que la Société a réalisé une bonne valeur pour ses actionnaires grâce à la vente de ces actifs, compte tenu notamment de leur qualité et de leur bonne performance historique. Depuis plusieurs années, en effet, les équipes en place ont rigoureusement entretenu les équipements tout en appliquant des solutions efficaces pour optimiser leur performance, réduire les coûts et sécuriser leur approvisionnement en résidus.

Cependant, le contexte économique des trois dernières années a posé des défis importants à l'exploitation de ces centrales. La baisse de la demande d'électricité due au ralentissement de l'économie américaine a notamment fait chuter les prix de vente de l'électricité et fortement affaibli le marché des RECs. Ces facteurs ont considérablement affecté les résultats des centrales, sans compter l'effet défavorable sur la performance de Boralex de la fluctuation des devises sur la conversion de leurs résultats en dollar canadien.

En ce qui a trait aux retombées futures de cette vente d'actifs, outre le redéploiement du produit de la vente vers la poursuite de son expansion, la direction de Boralex croit que la Société pourrait réaliser une valeur intéressante sur la vente de RECs au cours des trois prochaines années, en vertu de la clause spécifique contenue dans le contrat de vente et décrite précédemment. En effet, l'amélioration en cours de l'économie américaine, si elle se poursuit, devrait entraîner un raffermissement du prix des RECs et ce, au delà du seuil requis pour que la participation de 50 % de Boralex dans les futures ventes de RECs des centrales cédées puisse se traduire en entrées de fonds significatives.

Analyse des résultats d'exploitation du quatrième trimestre terminée le 31 décembre 2011

Le tableau suivant présente les principaux écarts du résultat net ajusté :

	Résultat net ajusté (en millions de $ canadiens)	Par actions (en $ canadiens, de base)
TRIMESTRE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	3,4	0,09
Variation du BAIIA	2,2	0,06
Amortissement	(1,4)	(0,04)
Perte de change	(1,6)	(0,04)
Perte nette sur instruments financiers	(0,1)	-
Charges financières	(1,7)	(0,05)
Charge d'impôts sur le bénéfice	(0,9)	(0,02)
Part des actionnaires sans contrôle	0,1	-
TRIMESTRE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	-	-

Excluant les éléments spécifiques des quatrièmes trimestres des exercices 2011 et 2010 décrits aux pages 19 et 20 du présent rapport de gestion, Boralex a enregistré un résultat net attribuable aux actionnaires de nil pour la période de trois mois terminée le 31 décembre 2011, par rapport à un résultat net ajusté positif de 3,4 M$ ou 0,09 $ par action de base et diluée pour l'exercice 2010.

Le recul de 3,4 M$ ou de 0,09 $ par action du résultat net ajusté s'explique en majeure partie par la comptabilisation d'une perte de change de 2,4 M$ au quatrième trimestre de 2011 (par rapport à une perte de change de 0,8 M$ au même trimestre en 2010), principalement attribuable à la décision de la Société de rapatrier des liquidités des États-Unis vers le Canada à la suite de la vente de centrales américaines aux résidus de bois. Compte tenu de la variation du dollar américain face à la devise canadienne, ce transfert a occasionné une réévaluation défavorable des avances intercompagnies.

Faisant abstraction des pertes de change des deux périodes comparatives, le résultat net ajusté a fléchi de 1,8 M$ en raison de la hausse de l'amortissement, de la charge d'impôts sur le résultats et des charges financières résultant de l'expansion de la base d'actifs de la Société réalisée au cours des deux derniers exercices. Cette hausse n'a été que partiellement compensée par l'augmentation du BAIIA consolidé, dû notamment à un recul des résultats du secteur hydroélectrique commenté ci-après.

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

(en millions de $ canadiens)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
TRIMESTRE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010	53,7	28,1
Mises en service	2,9	2,5
Arrêt de la centrale de Dolbeau	(1,4)	0,5
Prix	0,9	0,9
Volume	0,1	0,6
Conversion des filiales autonomes	0,2	0,1
Coût des matières premières	-	(0,9)
Entretien	-	(0,3)
Autres	0,1	(1,2)
TRIMESTRE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	56,5	30,3

Produits de la vente d'énergie

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2011, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 56,5 M$ comparativement à 53,7 M$ au même trimestre en 2010. Cette hausse de 2,8 M$ ou de 5,2 % est essentiellement attribuable au secteur éolien. En effet, le secteur éolien a affiché une croissance de 5,0 M$ de ses produits trimestriels, celle-ci étant venue à parts égales de la mise en service de la phase II du projet Thames River (Ontario) à partir de la mi-décembre 2010 et de la croissance organique des produits réalisés par les sites existants, en particulier ceux situés en France qui ont bénéficié de conditions climatiques plus favorables qu'en 2010.

La bonne performance du secteur éolien et, dans une moindre mesure, l'ajout du site solaire, ont plus que compensé pour le manque à gagner de 1,4 M$ dû à la fermeture de la centrale thermique de Dolbeau et pour le recul de 2,1 M$ des produits du secteur hydroélectrique attribuable principalement à des arrêts prolongés de trois centrales et à des conditions hydrauliques moins favorables qu'en 2010. Toutefois, Boralex a bénéficié d'une hausse de son prix de vente moyen, en majeure partie attribuable aux centrales thermiques alimentées en gaz naturel, ce qui a eu une incidence favorable de 0,9 M$ sur les produits et le BAIIA consolidés du quatrième trimestre.

Au total, les activités poursuivies de Boralex ont produit 494 574 MWh d'électricité au quatrième trimestre de l'exercice 2011, par rapport à 496 071 MWh à la même période en 2010. Excluant la mise en service de la phase II du site éolien Thames River , du premier site solaire de Boralex en France et l'impact de la fermeture de la centrale de Dolbeau, le reste des activités poursuivies a maintenu son rythme de production, la hausse de production des sites éoliens existants ayant compensé pour le recul de celle du secteur hydroélectrique.

BAIIA

Le BAIIA consolidé des activités poursuivies s'est chiffré à 30,3 M$ au quatrième trimestre de 2011, en hausse de 2,2 M$ ou de 7,8 % sur celui de la même période en 2010. Pour sa part, la marge de BAIIA en pourcentage des produits générés par la vente d'énergie est passée de 52,3 % au quatrième trimestre de 2010, à 53,6 % au quatrième trimestre de 2011. De façon générale, la bonne performance du secteur éolien a pallié le recul de celle du secteur hydroélectrique. Les principaux facteurs ayant favorisé la rentabilité des activités poursuivies au cours du dernier trimestre de 2011 sont les suivants :

- l'apport de 2,5 M$ attribuable aux nouveaux sites éoliens et solaire mis en service depuis la fin de 2010 ;
- l'incidence de 1,4 M$ de la hausse du prix de vente moyen, liée principalement aux centrales alimentées en gaz naturel ;
- un effet de volume favorable de 0,6 M$ attribuable à l'augmentation de la production des sites éoliens existants ; et
- une incidence favorable de 0,5 M$ due à la fermeture de la centrale thermique de Dolbeau.

Ces facteurs ont permis de compenser pour la hausse combinée de 1,2 M$ du coût de matières premières et des frais d'entretien, de même que pour un ensemble d'autres éléments plus ou moins significatifs, en majeure partie liés aux différents secteurs opérationnels, qui ont eu une incidence défavorable totale de 1,7 M$.

Amortissement et reprise de perte de valeur d'immobilisations corporelles

La dépense d'amortissement du quatrième trimestre de 2011 s'est chiffrée à 14,6 M$ comparativement à 13,2 M$ en 2010, en raison des investissements effectués dans les secteurs éolien et solaire. À l'inverse, la hausse de la dépense d'amortissement du trimestre a été atténuée par l'ajustement de la durée de vie d'une composante d'éolienne. Tel que discuté précédemment, Boralex a enregistré au quatrième trimestre une reprise de perte de valeur de 5,0 M$ avant impôts relativement aux immobilisations corporelles de la centrale thermique de Dolbeau, renversant ainsi en partie la dépréciation de 6,5 M$ enregistrée au troisième trimestre.

Charges financières, perte de change et perte nette sur instruments financiers

Les charges financières se sont élevées à 12,6 M$ au quatrième trimestre de 2011, par rapport à 11,0 M$ à la même période en 2010. Cette hausse est principalement attribuable au financement de Thames River et, dans une moindre mesure, à des intérêts plus élevés sur les débentures convertibles émises en 2010 dans le cadre de l'acquisition du Fonds.

Boralex a enregistré une perte de change de 2,4 M$, comparativement à une perte de change de 0,8 M$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit une variation défavorable de 1,6 M$ tel que mentionné précédemment. Par ailleurs, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 0,5 M$ au quatrième trimestre de 2011, par rapport à une perte nette sur instruments financiers de 0,4 M$ en 2010.

Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

Au quatrième trimestre de l'exercice 2011, Boralex a enregistré un résultat de 5,3 M$ avant quote-part des résultats de la coentreprise et recouvrement d'impôts sur le résultat, par rapport à un résultat négatif de 21,4 M$ en 2010 avant les mêmes éléments.

Excluant les activités abandonnées et autres éléments spécifiques des deux périodes comparatives, Boralex a clos le quatrième trimestre de l'exercice 2011 avec un résultat net attribuable aux actionnaires de nil pour la période de trois mois terminée le 31 décembre 2011, par rapport à un résultat net ajusté positif de 3,4 M$ ou 0,09 $ par action de base et dilué pour l'exercice 2010.

Situation de trésorerie

(en milliers de $ canadiens)	Exercices clos les 31 décembre 2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles	66 131	14 148
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(87 418)	(241 075)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(21 659)	255 350
Trésorerie des activités abandonnées, incluant le produit de cession	94 770	30 679
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	229	(4 273)
AUGMENTATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	52 053	54 829

Activités opérationnelles

Au cours de l'exercice 2011, la marge brute d'autofinancement des activités poursuivies de Boralex a totalisé 54,2 M$ ou 1,44 $ par action, par rapport à 14,8 M$ ou 0,39 $ par action pour l'exercice 2010. Faisant abstraction des éléments hors caisse des résultats nets des deux exercices comparatifs, principalement la dépense d'amortissement, la dépréciation d'immobilisations corporelles et de l'écart d'acquisition et le gain sur la disposition présumée du placement dans le Fonds, la hausse s'explique en majeure partie par l'accroissement du BAIIA ajusté attribuable à la pleine contribution des centrales du Fonds et à la mise en service de nouveaux sites éoliens et solaire, ainsi qu'à la non récurrence des frais encourus dans le cadre de l'acquisition du Fonds en 2010, le tout diminué du montant des distributions reçues du Fonds en 2010. Ces diverses contributions ont plus que compensé pour la hausse des paiements des charges financières.

La variation des éléments hors caisse liés aux activités opérationnelles a généré des liquidités additionnelles de 11,9 M$ (utilisation de 0,6 M$ en 2010), dû en bonne partie à la disposition, au cours du premier trimestre de 2011, des actions d'ABI pour un montant de 20,8 M$. De plus, le montant total des clients et autres débiteurs et des stocks a diminué de 15,6 M$ en raison principalement de la réception de la TVA qui était à recevoir au 31 décembre 2010 sur les contrats d'achats d'éoliennes pour les parcs construits en 2010, de même que de la vente des centrales américaines aux résidus de bois en décembre 2011. Les augmentations d'actifs courants décrites précédemment ont toutefois été atténuées par une diminution de 25,3 M$ des fournisseurs et autres créditeurs due principalement au paiement, au cours du premier trimestre de 2011, des fournisseurs qui ont construit les parcs éoliens en 2010.

Ainsi, les activités opérationnelles poursuivies ont généré des flux de trésorerie totaux nets de 66,1 M$ au cours de l'exercice 2011, par rapport à 14,1 M$ l'année précédente.

Activités d'investissement

Au cours de l'exercice 2011, les activités d'investissement ont requis des fonds de 87,4 M$ nets des entrées de fonds.

Les entrées de fonds ont été les suivantes :

- un montant de 4,2 M$ représentant l'encaissement de la totalité du produit de la disposition du projet de développement éolien Merlin-Buxton, en Ontario ; et
- un montant de 0,4 M$ représentant principalement l'encaissement de produits d'assurance.

Pour leur part, les principaux investissements de l'exercice 2011 furent les suivants :

- un montant de 52,9 M$ investi dans la coentreprise créée en 2011 pour réaliser les deux premiers parcs de la Seigneurie de Beaupré, laquelle a complété en 2011 une partie importante de la mise en place des fondations et de la construction des routes ;
- un montant de 34,4 M$ alloué à l'acquisition de nouvelles immobilisations corporelles, dont environ 75 % ont servi à la finalisation des projets éoliens en France, la mise en service de la phase II de Thames River (Ontario), complétée en janvier 2011, ainsi que la construction et la mise en service du premier site solaire de la Société en France. Le solde des investissements a principalement servi à l'ajout ou la modernisation d'équipements divers aux centrales thermiques de Senneterre et Kingsey Falls et à la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls ;
- au net, une somme de 2,4 M$ a été retirée de l'encaisse affectée ;
- un montant total net de 1,6 M$ alloué aux projets de développement de Boralex, dont 0,7 M$ dans le cadre des deux premiers parcs de la Seigneurie de Beaupré investis au premier trimestre de 2011, soit avant la création de la coentreprise, et le reste principalement affecté au développement du troisième parc de la Seigneurie de Beaupré ; et
- une somme de 0,7 M$ représentant la contrepartie conditionnelle des droits de développement d'un site éolien de Thames River II, au Canada.

Activités de financement

Au cours de l'exercice 2011, les activités de financement ont utilisé des liquidités totales nettes de 21,7 M$. La Société a remboursé un montant total de 45,2 M$ de ses emprunts non courants et de ses emprunts et découvert bancaire. À l'inverse, elle a accru ses emprunts non courants d'un montant additionnel de 39,7 M$, dont 17,9 M$ (12,8 M€) ont été tirés sur le financement de 15,6 M€ mis en place en 2010 dans le cadre de son projet solaire en France, 10,8 M$ (8,0 M€) sur la tranche TVA du financement cadre des projets éoliens en France et 11,0 M$ relativement à la centrale hydroélectrique d'Ocean Falls.

Préalablement à la création de la coentreprise, Boralex avait elle-même conclu des transactions de swap de taux d'intérêt dans le cadre du développement des deux premiers parcs de la Seigneurie de Beaupré. À la suite de la conclusion des transactions de swap de taux d'intérêt par la coentreprise en novembre 2011, Boralex a réglé par anticipation pour une contrepartie de 15,7 M$, ses anciens swaps et a redésigné le solde à titre de couverture des dettes anticipées pour d'autres projets éoliens en cours.

Enfin, au cours de l'exercice 2011, Boralex a racheté 59 400 actions de catégorie A pour une contrepartie de 0,4 M$ en vertu de son programme de rachat d'actions dans le cours normal des activités.

Activités abandonnées

La vente des centrales américaines alimentées aux résidus de bois, en date du 20 décembre 2011, a généré un encaissement, net des frais, de 87,1 M$ (84,5 M$ US). Au cours de l'exercice 2011, les activités abandonnées ont générés des flux de trésorerie de 7,7 M$, excluant le produit de cession des centrales, alors qu'elles en avaient généré 30,7 M$ en 2010, en raison principalement du recul de leurs résultats.

Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

Par conséquent, l'ensemble des mouvements de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2011 a augmenté de 52,1 M$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La trésorerie et les équivalents de trésorerie se chiffraient ainsi à 144,7 M$ au 31 décembre 2011, par rapport à 92,7 M$ au 31 décembre 2010.

EN RÉSUMÉ,

Boralex a réussi en 2011 à préserver une excellente situation de trésorerie, en plus d'avoir injecté plusieurs millions dans l'expansion de sa base opérationnelle et dans ses projets de développement, principalement dans le secteur éolien. Outre l'accroissement de la capacité d'autofinancement de la Société résultant de l'acquisition du Fonds et de l'expansion du secteur éolien, ce succès est le fruit d'une saine gestion de son capital, incluant la réalisation et le redéploiement opportun d'actifs de moindre importance stratégique vers l'accélération de sa croissance dans ses marchés privilégiés.

Situation financière

L'évolution des principaux postes de l'état de la situation financière entre les 31 décembre 2011 et 2010 reflète principalement :

- la vente des centrales américaines alimentées aux résidus de bois ;
- la création de la coentreprise ; et
- la poursuite dynamique de la stratégie d'investissements et d'expansion de la Société.

Actif

L'actif total de Boralex a diminué de 68,6 M$ ou de 5,5 % au cours de l'exercice 2011 pour se chiffrer à 1 176,9 M$ en date du 31 décembre 2011, comparativement à 1 245,5 M$ au 31 décembre 2010. Cette variation est en majeure partie attribuable à une diminution de 95,8 M$ de la valeur des immobilisations corporelles résultant principalement de la vente des centrales américaines aux résidus de bois et du fait que la dépense d'amortissement de l'exercice a été supérieure à la valeur des acquisitions de nouvelles immobilisations corporelles. En outre, le total des *autres immobilisations incorporelles* et des *autres actifs non courants* a diminué de 27,3 M$ en raison principalement de la vente des centrales américaines aux résidus de bois et de la disposition d'un projet éolien non stratégique en Ontario. La diminution de ces actifs non courants a toutefois été compensée en partie par la participation dans la coentreprise de 45,2 M$.

Par ailleurs, l'actif courant a augmenté de 16,7 M$ ou de 8,2 % pour se chiffrer à 221,4 M$ au 31 décembre 2011, par rapport à 204,7 M$ un an plus tôt. L'augmentation de 52,1 M$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie a plus que compensé pour la vente des actions d'ABI dont la Société s'est départie au premier trimestre de 2011, ainsi que pour la diminution commentée précédemment des comptes clients et autres débiteurs et des stocks.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2011, le fonds de roulement de Boralex se chiffrait à 120,0 M$ pour un coefficient de 2,18:1, comparativement à 107,5 M$ et un coefficient de 2,13:1 au 31 décembre 2010. Cette hausse s'explique en grande partie par l'augmentation de l'actif courant commentée précédemment.

Dette totale et capitaux propres

Au 31 décembre 2011, la dette totale de la Société, composée des emprunts non courants et leur part, à moins d'un an, des emprunts et découvert bancaire, et de la composante « passif » des débentures convertibles, se chiffrait à 729,5 M$ par rapport à 734,6 M$ au 31 décembre 2010. Les emprunts non courants (incluant la part à moins d'un an des emprunts) ont notamment diminué de 7,5 M$ dû aux remboursements de l'année, nets des tirages effectués sur les facilités de crédit européennes pour financer les divers projets menés en France. Notons également que la dépréciation de l'euro par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2010 et le 31 décembre 2011 a eu pour effet de diminuer d'environ 2,0 M$ le montant des emprunts non courants de Boralex en Europe. Soulignons, à cet égard, qu'au 31 décembre 2011 et 2010, 40 % des emprunts non courants était en Europe.

L'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux PCGR*, s'établissait à 369,8 M$ au 31 décembre 2011 comparativement à 414,3 M$ au 31 décembre 2010. Par ailleurs, le total des capitaux propres a diminué de 38,8 M$ entre les 31 décembre 2010 et 2011, passant de 367,7 M$ à 328,9 M$. Cette baisse s'explique principalement par la variation défavorable des *Autres éléments du résultat global* attribuable principalement à la variation de la juste valeur des instruments financiers de couverture (« hedging ») et compensé partiellement par le résultat net de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Ainsi, le coefficient d'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux PCGR*, s'est légèrement amélioré, passant de 40,9 % au 31 décembre 2010 à 39,8 % au 31 décembre 2011.

Renseignements sur les instruments de capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2011, le capital-actions de Boralex consistait en 37 726 427 actions de catégorie A émises et en circulation (37 765 139 au 31 décembre 2010) et le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 804 845, dont 850 380 pouvant être levées. En 2011, 59 400 actions ont été rachetées par la Société et 20 688 actions ont été émises dans le cadre des conversions de 2 586 débentures. Au 31 décembre 2011, Boralex avait 2 448 658 débentures convertibles émises et en circulation (2 451 244 au 31 décembre 2010).

Entre le 1er janvier 2012 et le 9 mars 2012, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions et 392 nouvelles actions ont été émises dans le cadre d'une conversion de débentures.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 4 novembre 2011, Boralex a annoncé son intention d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l' « Offre »). Dans le cadre de l'Offre d'une durée de 12 mois, débutant le 8 novembre 2011 et se terminant le 7 novembre 2012, Boralex peut racheter jusqu'à concurrence de 250 000 actions de catégorie A, soit environ 0,66 % des 37 725 787 actions de catégorie A de Boralex émises et en circulation au 31 octobre 2011. Tous les rachats seront effectués par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto et les actions rachetées seront annulées. En date du 9 mars 2012, Boralex n'a racheté aucune action de catégorie A en vertu de l'Offre. Une copie de l'avis d'intention de procéder à l'Offre peut être obtenue, sans frais, auprès de la Société.

Boralex estime que l'Offre lui donnera la possibilité de racheter des actions pour contrebalancer, par exemple, 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 cet avis d'intention ne reflète pas toujours la valeur desdites actions et que le rachat constitue une excellente occasion d'augmenter la valeur pour les actionnaires.

Opérations entre apparentés

Avant l'acquisition du Fonds en date du 15 septembre 2010, la Société, par le biais d'une de ses filiales à part entière, était liée à ce dernier en vertu d'ententes de gestion et d'administration à long terme. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, ces ententes de gestion et d'administration ont généré des revenus de 4,4 M$, tandis que la quote-part des résultats du Fonds a représenté une perte de 3,1 M$. Finalement, au cours de la même période en 2010, Boralex a reçu des distributions du Fonds d'un montant de 4,5 M$.

Jusqu'au 28 février 2011, une centrale de Boralex située en France vendait de la vapeur à une division française de Cascades, une société ayant une influence notable sur Boralex détenant 35 % de son capital-actions. Au cours de l'exercice 2011, les produits provenant de cette division de Cascades s'étaient élevés à 1,8 M$ (10,2 M$ en 2010). Le 1er mars 2011, cette division de Cascades a été vendue à une tierce partie non apparentée à Boralex à laquelle la centrale de Boralex continue de desservir en vapeur.

La Société a également une entente de gestion avec une entité contrôlée par Bernard Lemaire, un de ses administrateurs et dirigeants, et sa famille. Pour l'exercice 2011, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,6 M$ (0,5 M$ en 2010).

La centrale thermique alimentée en gaz naturel située à Kingsey Falls a un contrat de vente de vapeur avec Cascades. Pour l'exercice 2011, les produits provenant de Cascades se sont élevés à 18,6 M$ (4,3 M$ en 2010).

En juin 2011, dans le cadre du projet éolien de la Seigneurie de Beaupré pour les deux premiers parcs, la Société a conclu une entente de partenariat avec une filiale de Gaz Métro L.P. et a créé une coentreprise dont chacun détient une participation de 50%. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, la quote-part des résultats de la coentreprise a représenté une perte de 0,2 M$. De plus, Boralex a refacturé pour 0,8 M$ de salaires à la coentreprise dans le cadre de la construction de ce site.

Perspectives et objectif de développement

Boralex regroupe aujourd'hui une puissance d'environ 850 MW, dont 472 MW sont en exploitation et près de 400 MW en développement. Son but est de regrouper, d'ici la fin de l'année 2015, une puissance contractée de 1 250 MW en exploitation et en développement.

Forte du produit de la vente récente d'actifs aux États-Unis et de son partenariat financier avec Cube en Europe, Boralex poursuit énergiquement sa recherche d'acquisitions au Canada et en Europe, en visant particulièrement les actifs de production d'énergie renouvelable déjà opérationnels ou des projets en phases avancées de développement, tous assortis de contrats de vente d'électricité à long terme afin d'assurer à la Société des flux de trésorerie stables et prévisibles. La direction est d'avis que la faiblesse économique mondiale actuelle fait en sorte que certains développeurs ou opérateurs d'actifs énergétiques mettent en vente une partie de leurs actifs afin de financer d'autres opérations. Boralex entend tabler sur ce genre d'opportunités.

Tout en maintenant une veille technologique constante et une vigie du marché américain et de certains pays d'Europe, Boralex cible en priorité les marchés sectoriels et géographiques suivants :

- le secteur éolien, principalement au Québec, en Ontario et en France ;
- le secteur hydroélectrique au Québec et en Colombie-Britannique ; et
- le secteur solaire en Ontario et en France.

Afin de supporter ses projets de croissance et préserver sa capacité à poursuivre son exploitation et son développement, Boralex continuera à renforcer son modèle d'affaires basé sur :

- le maintien d'une forte expertise interne dans le développement et l'opération d'actifs de production d'énergie renouvelable, appuyée par des outils de gestion de pointe ; et
- la saine gestion de son capital et la préservation de sa flexibilité financière afin de pouvoir saisir les opportunités de croissance qui se présentent et d'assurer son accès permanent aux marchés des capitaux.

EN RÉSUMÉ,

Boralex entend continuer de se distinguer comme un producteur voué au développement et à l'exploitation d'énergies vertes et renouvelables, capable de réaliser des taux de croissance de ses activités et de ses résultats supérieurs à la moyenne de son industrie. Pour réaliser ses objectifs de croissance, Boralex demeurera une entreprise solide, innovatrice, axée sur des objectifs clairs et guidée par une vision à long terme, tant à l'égard de ses sources de production que dans ses choix de marchés et sa façon de développer ses projets.

Instruments financiers

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.

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.

Risque de prix

Pour stabiliser le coût d'approvisionnement en gaz naturel, la Société a conclu un contrat de swap de commodité afin de couvrir 90 % de ses besoins en gaz naturel de sa centrale de Kingsey Falls du 1er novembre 2011 au 30 novembre 2012. Ce contrat couvre le prix de la molécule du gaz naturel et son transport. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 5,6 M$ au 31 décembre 2011.

Afin de stabiliser partiellement le prix de vente de la vapeur produite par la centrale de Kingsey Falls, la Société a conclu un contrat de couverture pour fixer, sur 50 % des besoins, l'index de prix de vente de la vapeur vendue à son client. Ce contrat couvre une période de deux ans, soit du 1er décembre 2010 au 30 novembre 2012. La juste valeur défavorable de ce contrat s'élevait à 1,2 M$ au 31 décembre 2011.

Tous ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

Risque de taux d'intérêt

En date du 31 décembre 2011, environ 36 % des emprunts non courants émis 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 2011, le solde notionnel de ces swaps était de 293,7 M$ (127,9 M€ et 125,0 M$) et leur juste valeur défavorable s'établissait à 37,3 M$ (10,8 M€ et 23,0 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.

Tous ces contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

Engagements et éventualités

(en millions de $ canadiens)	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Emprunts non courants	26,7	211,9	277,5	516,1
Contrats d'achat, d'approvisionnement et d'entretien	20,2	16,3	22,0	58,5
Contrats de location simple de terrains	1,8	7,9	25,9	35,6
Coentreprise	54,6	211,6	29,8	296,0
TOTAL	103,3	447,7	355,2	906,2

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.

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
2012 - 2017	85,45 – 80,58	87,04 – 86,65
2018 - 2024	48,27	86,65
2025	48,27	121,79 ou marché [1]
2026 et après	56,28 ou marché [1]	121,79 ou marché [1]

[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 2015 à 2030. 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 pour les centrales québécoises, le taux d'indexation ne devrait pas être plus bas que 3 % ni plus élevé que 6 %.

c) Pour les centrales éoliennes et la centrale solaire 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 2017 à 2031. 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) est vendue à Cascades, en vertu d'un contrat échéant en 2012. La production de vapeur de Blendecques (France) est vendue en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2022.

e) En 2008, la Société a conclu avec Hydro-Québec un contrat de vente d'électricité pour une capacité de 69 MW pour le troisième parc de la Seigneurie de Beaupré. Dans le cadre de ce projet, la Société s'est associée à une filiale de Gaz Métro LP et chaque partenaire détient 50 % du projet. Ce contrat a une durée de 20 ans commençant à la mise en service du parc éolien. Ce contrat prévoit une indexation annuelle selon l'IPC.

f) Le 24 mai 2011, la Société a conclu deux contrats de vente d'électricité pour une puissance totale de 50 MW avec Hydro-Québec, relativement à deux projets éoliens communautaires développés conjointement avec des MRC, soit la MRC de Témiscouata et la MRC de la Côte-de-Beaupré. Ces contrats de vente d'électricité d'une durée de 20 ans chacun débuteront à la mise en service des parcs éoliens.

Contrats d'achats, d'approvisionnement et d'entretien

g) 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 tels qu'Enercon, GE et Qcells. Les contrats ont des durées initiales entre cinq et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés totaux de 41,9 M$ dont environ 3,7 M$ payable en 2012.

h) Dans le cadre des projets éoliens au Québec, en Ontario et en France, la Société a conclu des contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements nets est de 2,0 M$, soit 0,4 M€, 0,5 M$ US et 1,0 M$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2012.

i) La Société s'est engagée 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. Selon le contrat, le prix du gaz naturel livré en 2012 sera égal au prix du marché, majoré d'une prime de 3 %. En juillet 2010, la Société a conclu un contrat de swap de commodité afin de couvrir 90 % de 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 14,7 M$ incluant le gaz et le transport à la centrale.

Contrats de location simple de terrains

j) Pour l'exploitation de la centrale de Middle Falls aux États-Unis, la Société loue le terrain où est située la centrale à Niagara Mohawk Power Corporation (« NMPC ») en vertu d'un bail échéant en 2027. En 2011, le loyer a été de 0,4 M$ (0,4 M$ US) (0,4 M$ et 0,4 M$ US en 2010) 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.

k) 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 une seule fois au gré de la Société pour la même durée. Le loyer en vertu de l'ensemble de ces baux est estimé à environ 0,6 M$.

l) Les terrains sur lesquels sont implantées les éoliennes et le site solaire 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$ (0,4M€).

m) 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, nécessaires à l'exploitation de celles-ci. En vertu de ces conventions, venant à échéance de 2015 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, Hudson Falls et South Glens Falls. 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 10,0 M$ US (centrale de Hudson Falls) et de 5,0 M$ US (centrale de South Glens Falls).

Le total des paiements minimaux futurs exigibles en vertu de ces baux au 31 décembre 2011, excluant les loyers conditionnels de la centrale de South Glens Falls, s'établit comme suit :

(en millions de $ canadiens)	
Part à moins d'un an	0,3
Part de 1 à 5 ans	1,3
Part à plus de cinq ans	9,7
Total	11,3

Autres

n) Le 25 août 2011, Boralex a obtenu deux permis de régularisation de construire concernant l'extension du site Avignonet Lauragais composé de deux éoliennes. Ces permis font actuellement l'objet d'un recours depuis le 12 octobre 2011. 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.

o) 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. 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. Il est à noter que la centrale de St-Lambert, qui est conforme au 31 décembre 2011, 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.

   Au cours de l'exercice 2012, Boralex entreprendra des travaux à sa centrale de Buckingham (Québec) afin qu'elle se conforme à cette loi. Les études menées par la direction l'ont amenée à conclure que ces travaux, initialement évalués à 14,0 M$, sont maintenant évalués à 12,0 M$. De plus, la direction continue d'évaluer divers scénarios pour optimiser cet investissement en procédant également à une expansion jusqu'à 10 MW de la puissance installée de la centrale. En ce qui concerne les installations aux autres centrales, la Société prévoit que des investissements de 1,0 M$ seront requis pour se conformer à cette loi.

p) Suite à la poursuite déposée le 30 août 2010 et en réaction au jugement rendu le 28 octobre 2010, O'Leary Funds Management LP et al. a déposé une procédure amendée en Cour supérieure du Québec le 11 janvier 2011. Cette procédure allègue à l'illégalité du regroupement d'entreprises intervenu le 1er novembre 2010 entre Boralex et le Fonds et, par conséquent, demande le paiement de dommages et intérêts s'élevant à près de 14,0 M$. La Société considère cette procédure non fondée en fait et en droit et se défendra vigoureusement. En conséquence, la Société n'a enregistré aucune provision à l'encontre de ce litige. De plus, la Société a déposé sa défense le 12 septembre 2011, y compris une demande reconventionnelle pour près de 1,0 M$.

Coentreprise

q) En juin 2011, dans le cadre du projet éolien de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, la Société a conclu une entente de partenariat avec une filiale de Gaz Métro L.P. et créé la coentreprise Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, société en nom collectif (la « Coentreprise ») dont chacun détient une participation de 50 %. Selon l'entente, toutes les dépenses sont effectuées en coparticipation et tous les bénéfices, coûts, dépenses, responsabilités, obligations et risques résultant de la Coentreprise sont partagés en parts égales de manière conjointe mais non solidaire. La participation de la Société dans la Coentreprise est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La date de fin d'exercice de la Coentreprise est le 31 décembre.

   Contrats de vente

   En 2008, la Coentreprise a conclu avec Hydro-Québec des contrats de vente d'électricité pour une capacité de 272 MW pour la Seigneurie de Beaupré 2 et 3. Ces contrats ont une durée de 20 ans commençant à la mise en service des parcs éoliens. Une portion de ces contrats prévoit une indexation annuelle, selon l'évolution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »).

   Entente de service

   La Société, aux termes d'un contrat de service signé en 2008, s'est engagée à être l'opérateur des parcs éoliens de la Coentreprise. La Société sera responsable de fournir l'exploitation, l'entretien et l'administration des sites. La durée du contrat est de 21 ans commençant un an avant la date de mise en service. Les montants payables en vertu de cet accord sont limités aux frais d'exploitation et de maintenance et incluent des frais de gestion fixes et variables. Les frais de gestion fixes sont indexés annuellement en fonction de l'IPC.

Contrats de construction

En juin 2011, la Coentreprise a conclu un contrat de construction et d'installation d'éoliennes sur les terres privées du Séminaire de Québec. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Advenant la résiliation du présent contrat par la Coentreprise, celle-ci devrait, en plus des coûts des travaux déjà exécutés, rembourser à l'entrepreneur la perte de profit non réalisé sur les travaux non exécutés. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 234,0 M$, soit 85,0 M€ et 122,0 M$.

En août 2011, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction des routes, des plateformes de grutage et du réseau électrique du projet éolien. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 15,0 M$. De plus, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction du poste de transformation du projet éolien. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 3,0 M$.

En décembre 2011, la Société a conclu un accord pour la construction d'un réseau de télécommunications du projet éolien. Les dépenses seront effectuées selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 0,1 M$.

Contrat d'achat

En novembre 2011, la Coentreprise a conclu un contrat pour l'achat de transformateurs pour la construction du poste de transformation du projet éolien. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 2,0 M$.

Contrat d'entretien

En août 2011, la Coentreprise a conclu un contrat d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans qui sera en vigueur à compter de la mise en service du projet prévue en décembre 2013. Ce contrat a une option de résiliation, au gré de la Coentreprise, après sept ans. Les déboursés reliés au contrat seront effectués un an après la date de mise en service et dépendent, entre autres, du niveau d'électricité que produiront les éoliennes. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 24,4 M$ pour les sept prochaines années.

Contrat de location de terrain

En juin 2011, la Coentreprise a conclu un contrat de location de terrains en vertu d'un bail échéant en 2033 et automatiquement renouvelé annuellement au gré du locataire. Les terrains sur lesquels seront implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel négligeable jusqu'à la date de mise en service qui est prévue en décembre 2013 et après pour un montant annuel d'environ 1,5 M$, indexé annuellement au taux de 1,5 %. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 17,5 M$.

Lettres de crédit

Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les lettres de crédits émises par la Coentreprise s'établissait à 12,0 M$.

Financement

La Société a finalisé, le 8 novembre 2011, le financement pour la réalisation des travaux de construction des deux premiers parcs éoliens. Ces travaux représenteront un investissement total de plus de 750 M$. Le montant du financement, garanti par les actifs du projet et sans recours contre les partenaires, consiste en un prêt de construction de deux ans de 560 M$, qui se convertira en un prêt à terme remboursable sur une période d'amortissement de 18 ans après le début de l'exploitation commerciale en décembre 2013. Une partie du financement, soit 260 M$ est couverte par une garantie offerte aux prêteurs par la République fédérale d'Allemagne grâce à son agence de crédit d'exportation Euler-Hermes. Avec ce financement et les capitaux propres injectés avant et à la clôture, cette première phase des Parcs éoliens est entièrement financée.

En plus du financement à long terme de 560 M$, des prêts courants, y compris un crédit-relais et des facilités de lettres de crédit, totalisant 165 M$ ont été conclus, permettant de financer certains coûts encourus pendant la construction remboursables par Hydro-Québec et afin d'émettre diverses lettres de crédit, portant le financement total à 725 M$.

Après la clôture du financement, la Coentreprise a conclu des opérations de swap de taux d'intérêt afin d'établir le taux de financement pour une portion significative du projet sur la durée prévue du financement sous-jacent. Le montant nominal total des transactions est de 505,3 M$ et les taux varient de 3,18 % à 3,22 %.

Facteurs de risque et incertitude

Facteurs de risque

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 et soleil

Le vent et le soleil sont par nature variables. Par conséquent, la quantité d'électricité produite par une centrale éolienne ou solaire le sera également. Si le vent ou le soleil sur l'emplacement d'un site 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. La Société atténue ce risque en établissant des partenariats avec des fournisseurs et en recherchant d'autres carburants que les résidus vierges, ainsi qu'en adoptant des stratégies de stockage qui lui permettront d'éviter de devoir en acheter pendant les périodes où les matières premières sont rares et où les prix sont par conséquent élevés.

Rendement dans les centrales et pannes de matériel

La capacité des centrales de produire la quantité maximale d'électricité est un facteur déterminant de la rentabilité de la Société. Si 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

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 celles-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. De manière générale, lorsque les recommandations proposées par la Société sont acceptées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, un calendrier est 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 partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché au comptant 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 peut mettre 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 et de manière générale, la durée des dettes en fonction de la durée des contrats. 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 non courant qui portent intérêt à des taux variables. Au 31 décembre 2011, seulement 4 % des titres d'emprunt non courant émis, compte tenu des swaps financiers, portaient intérêt à des taux variables, comme c'était aussi le cas pour les emprunts et découvert bancaire de la Société. À l'avenir, une hausse marquée des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence sur les liquidités pouvant servir aux projets de croissance 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. 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 18 de ses 39 centrales sont situées au Canada, tandis que 7 se trouvent aux États-Unis, et 14 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 et/ou dispose de son investissement total dans ce pays.

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 règlementaire et politique

La Société exerce actuellement des activités importantes en France et aux États-Unis. 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 règlementation, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, le cours du change, l'inflation, les contrôles des changes, le rapatriement des bénéfices et les désordres civils.

Il n'est pas certain que la conjoncture économique et politique dans les pays où la Société exerce ses activités ou a l'intention d'exercer, se maintienne dans son état actuel. L'effet de ces facteurs ne peut être prédit avec exactitude.

Les activités de la Société sont également tributaires de la modification des exigences règlementaires des gouvernements ou des lois applicables, y compris la règlementation 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 règlementation 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 règlementées 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 règlementées 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 règlementaires en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des centrales. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'électricité futurs.

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 renouvelé 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.

Principales sources d'incertitude relatives aux estimations et jugements critiques de la direction

La préparation d'états financiers selon les IFRS exige que la direction procède à des estimations et pose des hypothèses qui ont une incidence sur le montant présenté au titre des actifs et des passifs, sur l'information fournie à l'égard des actifs et passifs éventuels à la date des états financiers et sur les montants présentés au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Ces estimations sont révisées périodiquement et des ajustements sont apportés au besoin aux résultats de la période au cours de laquelle ils deviennent connus. Les éléments dont les résultats réels pourraient différer de ces estimations de manière importante sont décrits dans la section suivante.

Dépréciation de la valeur des actifs

Aux fins de la mise en œuvre de tests de dépréciation, les immobilisations corporelles, incorporelles et l'écart d'acquisition sont affectés à des UGT qui sont fonction de la nature et des structures externes à celles-ci. La valeur recouvrable d'une UGT est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer cette valeur, la Société utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières pour une période de cinq ans. Les projections de flux de trésorerie au-delà de cinq exercices supposent un taux de croissance à long terme ne dépassant pas le produit intérieur brut des pays respectifs. Les projections de flux de trésorerie sont actualisées par l'application d'un taux ajusté pour tenir compte des risques économiques et politiques de l'emplacement précis qui ne sont pas reflétés dans les flux de trésorerie sous-jacents propres à chaque UGT. Les dépenses en investissement d'entretien permanent ont été estimées en fonction du plan d'entretien. Les hypothèses utilisées dans le calcul de la valeur d'utilité tiennent compte du contexte économique actuel, ce qui donne lieu à des estimations plus prudentes de la valeur future.

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

Prix de vente de l'électricité

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.

Durée de vie résiduelle

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, mais aussi 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

Juste valeur des instruments financiers

Tous les instruments financiers doivent être comptabilisés à la juste valeur lors de leur comptabilisation initiale. Ces instruments sont ensuite évalués au coût après amortissement ou à la juste valeur selon leur classement.

La mesure de la juste valeur correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. Cette mesure est effectuée à un moment précis et peut être modifiée au cours de périodes de présentation futures en raison des conditions du marché ou d'autres facteurs.

La juste valeur est établie au moyen des cours sur le marché actif le plus avantageux pour cet instrument auquel la Société a immédiatement accès. S'il n'existe pas de marché actif la juste valeur est établie selon des modèles d'évaluation internes ou externes, notamment des modèles de flux de trésorerie actualisés. La juste valeur établie selon ces modèles d'évaluation nécessite l'utilisation d'hypothèses à l'égard du montant et du calendrier des flux de trésorerie futurs estimatifs, ainsi que pour de nombreuses autres variables. Pour déterminer ces hypothèses, des données externes du marché facilement observables sont utilisées si disponibles. Sinon, la Société utilise la meilleure estimation possible. Puisqu'elles sont fondées sur des estimations, les justes valeurs peuvent ne pas être réalisées dans le cadre d'une vente réelle ou d'un règlement immédiat de ces instruments.

La note 26 des états financiers consolidés du 31 décembre 2011 explique plus en détail ces bases de calcul et les estimations utilisées. Nos instruments financiers dérivés sont désignés dans une relation de couverture et l'incidence sur les résultats d'une variation de la juste valeur de ces instruments est donc négligeable.

Changement d'estimation comptable

Changement de durée de vie d'une composante des sites éoliens

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

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 9, Instruments financiers

La norme IFRS 9, « Instruments financiers », a été publiée en novembre 2009. Elle traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers, et remplace les modèles à catégories multiples d'évaluation de la norme IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », par un nouveau modèle d'évaluation ayant seulement deux catégories : coût amorti et juste valeur par le biais du résultat net.

En octobre 2010, l'IASB a modifié cette norme afin de fournir des indications sur le classement et l'évaluation des passifs financiers. Les Sociétés qui choisissent d'évaluer leurs dettes à la juste valeur, devront comptabiliser les variations de juste valeur liées aux variations de leur propre risque de crédit, dans les *Autres éléments du résultat global* plutôt qu'au compte de résultat. Cette norme doit être appliquée pour les périodes comptables ouvertes à compter du 1er janvier 2015, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de la norme, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 10, États financiers consolidés
IAS 27, États financiers individuels (révisé 2011)

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

IFRS 11, Coentreprises

IAS 28, Participation dans des entreprises associées et coentreprises (révisé 2011)

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

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

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

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

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

IAS 1, Présentation des états financiers (révisé 2011)

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

Contrôles internes et procédures

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

Le chef de la direction et le chef de la direction financière ont évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière de Boralex en date du 31 décembre 2011, 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 clos le 31 décembre 2011, il n'y a eu aucune modification du processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière ni des contrôles et procédures de communication de l'information financière ayant une incidence importante ou raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur les contrôles internes et procédures. Toutefois, des contrôles spécifiques ont été mis en place pour la transition aux IFRS et ces contrôles ont été maintenus tout au long de l'année de transition.

États financiers consolidés

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés et les autres informations financières contenus 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 audités ont été dressés selon les Normes internationales d'information financière (« IFRS »), 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 audités ont été révisés par le conseil d'administration et son comité d'audit. Le comité d'audit se compose exclusivement de membres indépendants et rencontre périodiquement pendant l'exercice l'auditeur indépendant. L'auditeur indépendant a libre accès au comité d'audit et le rencontre, avec ou sans la présence de la direction.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. ont 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 leurs audits 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 9 mars 2012

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 états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2011 et 2010 et 1er janvier 2010 et les états consolidés des résultats, du résultat global, des variations de capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, ainsi que les notes en annexe incluant un résumé des principales méthodes comptables.

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 Normes internationales d'informations financières (les « IFRS »), 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 planifiions et réalisions 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 2011 et 2010 et 1er janvier 2010 ainsi que des résultats de leur exploitation et de leurs flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre 2011 et 2010, conformément aux IFRS.

(s) PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l.[1]

Montréal, Canada
Le 9 mars 2012

[1] Comptable agréé auditeur permis no 19653

États consolidés de la situation financière

(en milliers de dollars canadiens)	Note	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
ACTIF				
Trésorerie et équivalents de trésorerie		144 703	92 650	37 821
Encaisse affectée		18 288	15 924	-
Clients et autres débiteurs	6	50 500	60 420	39 632
Stocks	7	3 573	9 179	8 726
Autres actifs financiers courants	26	-	769	-
Actif financier disponible à la vente		2 208	23 251	-
Frais payés d'avance		2 137	2 516	2 537
ACTIFS COURANTS		221 409	204 709	88 716
Immobilisations corporelles	8	643 047	738 884	412 707
Contrats de vente d'énergie	9	97 705	103 994	49 023
Droits d'eau	9	111 844	113 015	4 146
Écart d'acquisition	9	38 063	38 063	-
Autres immobilisations incorporelles	9	5 285	15 432	8 363
Placement dans le Fonds		-	-	45 729
Participation dans la Coentreprise	10	45 266	-	-
Autres actifs financiers non courants	26	-	-	7 297
Autres actifs non courants	11	14 236	31 410	36 815
ACTIFS NON COURANTS		955 446	1 040 798	564 080
TOTAL DE L'ACTIF		1 176 855	1 245 507	652 796
PASSIF				
Emprunts et découvert bancaire		-	195	12 291
Fournisseurs et autres créditeurs	12	34 209	59 558	31 798
Part à moins d'un an des emprunts	13	26 659	34 033	24 273
Passif d'impôts exigibles		10 776	3 209	283
Autres passifs financiers courants	26	29 757	183	-
PASSIFS COURANTS		101 401	97 178	68 645
Emprunts non courants	13	479 525	479 546	206 116
Débentures convertibles	14	223 347	220 824	-
Passif d'impôts différés	15	26 031	66 455	33 181
Autres passifs financiers non courants	26	14 273	10 834	7 645
Autres passifs non courants		3 400	2 981	-
PASSIFS NON COURANTS		746 576	780 640	246 942
TOTAL DU PASSIF		847 977	877 818	315 587
CAPITAUX PROPRES				
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	16, 17, 18	321 764	359 357	330 178
Part des actionnaires sans contrôle	19	7 114	8 332	7 031
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES		328 878	367 689	337 209
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES		1 176 855	1 245 507	652 796

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers consolidés audités le 9 mars 2012.

(s) Bernard Lemaire

Bernard Lemaire, administrateur

(s) Pierre Seccareccia

Pierre Seccareccia, administrateur

États consolidés des résultats

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Note	2011	2010
REVENUS			
Produits de la vente d'énergie		194 025	102 812
Revenus de gestion du Fonds		-	4 437
Autres revenus		680	718
		194 705	107 967
CHARGES ET AUTRES			
Charges d'exploitation	20	73 038	42 171
Administration	20	17 238	15 026
Développement		3 523	4 213
Gestion et exploitation du Fonds		-	3 995
Amortissement		57 833	31 383
Dépréciation des immobilisations corporelles	8	1 503	-
Dépréciation de l'écart d'acquisition		-	23 158
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	5	-	(24 744)
Autres gains	21	(2 959)	(774)
		150 176	94 428
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		44 529	13 539
Charges financières	22	49 664	23 850
Perte (gain) de change		(961)	701
Perte nette sur instruments financiers		972	241
RÉSULTAT AVANT LES ÉLÉMENTS SUIVANTS		(5 146)	(11 253)
Quote-part des résultats du Fonds		-	(3 148)
Quote-part des résultats de la Coentreprise		(150)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat	15	(2 311)	(38 016)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(2 985)	23 615
Résultat net des activités abandonnées	23	5 489	11 658
RÉSULTAT NET		2 504	35 273
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :			
Actionnaires de Boralex		2 883	35 072
Actionnaires sans contrôle		(379)	201
RÉSULTAT NET		2 504	35 273
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX :			
Activités poursuivies		(2 606)	23 414
Activités abandonnées		5 489	11 658
		2 883	35 072
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX :			
Activités poursuivies		(0,07) $	0,62 $
Activités abandonnées		0,15 $	0,31 $
	24	0,08 $	0,93 $

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

États consolidés du résultat global

(en milliers de dollars canadiens)	Note	2011	2010
RÉSULTAT NET		2 504	35 273
AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	18		
Écarts de conversion			
Gain (perte) de change latent(e) sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		4 996	(15 543)
Impôts		-	(179)
Couvertures de flux de trésorerie			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(53 948)	(14 470)
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		6 040	2 884
Éléments de couverture réalisés et portés à l'état de la situation financière		198	5 652
Impôts		13 405	1 831
Couvertures de flux de trésorerie - Coentreprise			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(13 461)	-
Impôts		3 579	-
Actif financier disponible à la vente			
Variation de la juste valeur d'un actif financier disponible à la vente		(278)	(727)
Éléments réalisés et portés au résultat net		(624)	-
Activités abandonnées		(2 021)	(2 998)
Total des autres éléments du résultat global		(42 114)	(23 550)
RÉSULTAT GLOBAL		(39 610)	11 723
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX :			
Actionnaires de Boralex		(38 392)	12 711
Actionnaires sans contrôle		(1 218)	(988)
RÉSULTAT GLOBAL		(39 610)	11 723
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX :			
Activités poursuivies		(41 860)	4 051
Activités abandonnées		3 468	8 660
		(38 392)	12 711

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

États consolidés des variations des capitaux propres

2011

(en milliers de dollars canadiens)	Capitaux propres attribuables aux actionnaires							
	Capital-actions	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Autres éléments du résultat global	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2011	222 853	14 488	5 028	141 693	(24 705)	359 357	8 332	367 689
Résultat net	-	-	-	2 883	-	2 883	(379)	2 504
Autres éléments du résultat global	-	-	-	-	(41 275)	(41 275)	(839)	(42 114)
Résultat global	-	-	-	2 883	(41 275)	(38 392)	(1 218)	(39 610)
Conversion de débentures convertibles	258	-	-	-	-	258	-	258
Rachat d'actions	(353)	-	-	(75)	-	(428)	-	(428)
Charge relative aux options d'achat d'actions (note 17)	-	-	1 078	-	-	1 078	-	1 078
Autres	-	(109)	-	-	-	(109)	-	(109)
Solde au 31 décembre 2011	222 758	14 379	6 106	144 501	(65 980)	321 764	7 114	328 878

2010

(en milliers de dollars canadiens)	Capitaux propres attribuables aux actionnaires							
	Capital-actions	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Autres éléments du résultat global	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
Solde au 1er janvier 2010	222 694	-	4 290	105 538	(2 344)	330 178	7 031	337 209
Résultat net	-	-	-	35 072	-	35 072	201	35 273
Autres éléments du résultat global	-	-	-	-	(22 361)	(22 361)	(1 189)	(23 550)
Résultat global	-	-	-	35 072	(22 361)	12 711	(988)	11 723
Conversion de débentures convertibles	26	-	-	-	-	26	-	26
Exercice d'option	133	-	-	-	-	133	-	133
Excédent du prix payé pour le rachat d'actionnaires sans contrôle	-	-	-	(2 332)	-	(2 332)	42	(2 290)
Excédent du produit de la vente partielle d'une filiale (note 19)	-	-	-	3 415	-	3 415	-	3 415
Charge relative aux options d'achat d'actions (note 17)	-	-	738	-	-	738	-	738
Émission des débentures convertibles et les intérêts implicites	-	14 488	-	-	-	14 488	-	14 488
Apport d'un actionnaire minoritaire	-	-	-	-	-	-	2 247	2 247
Solde au 31 décembre 2010	222 853	14 488	5 028	141 693	(24 705)	359 357	8 332	367 689

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(en milliers de dollars canadiens)	Note	2011	2010
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex		2 883	35 072
Moins : Résultat net des activités abandonnées	23	5 489	11 658
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex		(2 606)	23 414
Distributions reçues du Fonds		-	4 475
Charges financières		49 664	23 850
Intérêts payés		(47 134)	(24 312)
Recouvrement d'impôts sur le résultat		(2 311)	(38 016)
Impôts payés		(4 337)	(2 524)
Éléments hors caisse du résultat :			
Perte nette sur instruments financiers		972	241
Quote-part des résultats de la Coentreprise		150	-
Quote-part des résultats du Fonds		-	3 148
Amortissement		57 833	31 383
Dépréciation des immobilisations corporelles	8	1 503	-
Dépréciation de l'écart d'acquisition		-	23 158
Gain sur vente d'actifs	21	(2 377)	(774)
Gain sur cession d'actifs à la Coentreprise	21	(582)	-
Gain sur disposition présumée du placement dans le Fonds	5	-	(30 874)
Autres		3 465	1 592
		54 240	14 761
Variation des éléments hors caisse liés aux activités opérationnelles	25	11 891	(613)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		66 131	14 148
Nouvelles immobilisations corporelles		(34 419)	(183 948)
Variation de l'encaisse affectée		(2 364)	(15 924)
Acquisition d'entreprises – Fonds	5	-	(38 811)
Acquisition d'entreprises – Autre		(700)	(2 142)
Augmentation de la participation dans la Coentreprise	10	(52 949)	-
Produit de la vente d'une filiale		-	878
Variation des fonds de réserve		(2)	883
Projets en développement		(1 620)	(2 046)
Produit de la vente d'actif	21	4 200	-
Autres		436	35
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(87 418)	(241 075)
Diminution des emprunts et découvert bancaire		(195)	(12 096)
Augmentation nette des emprunts non courants		39 674	267 051
Versements sur les emprunts non courants		(45 035)	(73 608)
Émission nette des débentures convertibles		-	103 945
Rachat avant échéance d'instruments financiers		(15 670)	-
Rachat d'actions		(428)	-
Produit net d'émissions d'actions		-	133
Distributions versées aux porteurs de parts		-	(1 565)
Rachat de la part des actionnaires sans contrôle – Fonds	5	-	(32 421)
Rachat de la part des actionnaires sans contrôle – Autre		-	(1 751)
Augmentation de la part des actionnaires sans contrôle		-	5 662
Autres		(5)	-
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(21 659)	255 350
Trésorerie des activités abandonnées, incluant le produit de cession	23	94 770	30 679
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		229	(4 273)
AUGMENTATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		52 053	54 829
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE		92 650	37 821
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE		144 703	92 650

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2011

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

Note 1.

Statuts constitutifs et nature des activités

Boralex inc. et ses filiales (« Boralex » ou la « Société ») est engagée principalement dans le secteur privé de la production d'énergie. Elle détient des participations dans 21 sites éoliens, 14 centrales hydroélectriques, trois centrales thermiques et un site solaire; le tout totalisant une puissance de près de 500 mégawatts (« MW »*). La Société assure également l'exploitation de deux centrales hydroélectriques pour le compte d'une entité contrôlée par un administrateur et dirigeant de la Société. Les ventes d'énergie se font principalement au Canada, aux États-Unis et en France.

La Société est constituée en vertu de la loi canadienne sur les sociétés par actions. Le bureau principal de Boralex est situé au 36, rue Lajeunesse, Kingsey Falls, Québec, Canada et les actions et les débentures convertibles sont cotées à la bourse de Toronto («TSX»).

(Les données relatives aux MW et MWh incluses aux notes 23, 31 et 32 n'ont pas fait l'objet d'une révision par l'auditeur.)*

Note 2.

Base de présentation et adoption des IFRS

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

Les présents états financiers consolidés représentent les premiers états financiers annuels préparés selon les IFRS. Les états financiers consolidés ont été dressés selon l'IFRS 1, « Première application des normes internationales d'information financière ». La Société a uniformément appliqué les mêmes méthodes comptables dans l'ensemble des périodes présentées, comme si ces méthodes avaient toujours été en vigueur depuis le 1er janvier 2010. La note 33 présente l'incidence de la transition aux IFRS sur les résultats et les résultats globaux pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 ainsi que sur les capitaux propres et la situation financière consolidés aux 31 décembre 2010 et 1er janvier 2010, y compris la nature et l'effet des principaux changements aux méthodes comptables par rapport à celles utilisées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite l'utilisation de certaines estimations comptables critiques. Elle exige également que la direction exerce son jugement dans le processus d'application des politiques comptables de la Société. Ces domaines impliquant un degré plus élevé de jugement ou de complexité, ou des zones où les hypothèses et estimations sont importantes pour les états financiers consolidés sont présentés dans la note 4.

Les méthodes appliquées dans les présents états financiers consolidés audités sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 9 mars 2012, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé les états financiers.

Note 3.

Principales méthodes comptables

Les principales méthodes comptables utilisées dans la préparation de ces états financiers consolidés sont les suivantes:

Base de mesure

Les présents états financiers consolidés ont été préparés selon l'hypothèse de continuité d'exploitation et selon la méthode du coût historique, à l'exception des actifs financiers et des passifs financiers qui sont réévalués à la juste valeur par le biais du résultat net et à l'exception des actifs financiers disponibles à la vente qui sont réévalués à la juste valeur par le biais du résultat global.

Périmètre de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société, qui englobent:

a) Filiales

Les filiales sont toutes des entités (y compris les entités ad hoc) sur lesquelles la Société a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles. L'existence ou l'incidence des droits de vote potentiels que la Société est actuellement en mesure d'exercer ou de convertir est prise en compte pour évaluer si la Société contrôle une autre entité. Les filiales sont entièrement consolidées dès la date de la prise de contrôle, et elles sont déconsolidées à la date où le contrôle cesse. Les opérations et soldes intersociétés ainsi que les gains et pertes latents sur les opérations entre ces sociétés sont éliminés.

b) Coentreprise

Une coentreprise est une entité dans laquelle la Société détient un intérêt à long terme et dont elle partage le contrôle conjoint sur les décisions stratégiques, financières et d'exploitation avec un coentrepreneur en vertu d'un accord contractuel. La Société comptabilise sa participation dans la Coentreprise selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part des résultats de la Société dans la Coentreprise est comptabilisé sur une ligne distincte dans l'état consolidé des résultats. Les profits et pertes non réalisés résultant des transactions entre la Société et la société contrôlé conjointement sont éliminés à la hauteur de la participation de la Société dans la Coentreprise.

c) Transactions et participations ne donnant pas le contrôle

Les actionnaires sans contrôle représentent la participation dans des filiales détenues par des tiers. La part des actionnaires sans contrôle dans l'actif net de la filiale est présentée comme une composante des capitaux propres. Leur part dans les résultats nets et le résultat global est comptabilisé directement dans les capitaux propres. Tout changement dans la participation de la Société dans la filiale qui ne résulte pas en une perte de contrôle est comptabilisé comme une transaction sur les capitaux propres.

Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie transférée par la Société en échange du contrôle d'une filiale est calculée comme étant la somme des justes valeurs des actifs transférés, des dettes contractées et des capitaux propres émis par la Société, ce qui comprend la juste valeur de tout actif ou passif résultant d'un accord de contrepartie éventuel. Les coûts d'acquisition sont comptabilisés à mesure qu'ils sont engagés.

La Société comptabilise les actifs acquis et les passifs assumés identifiables lors d'un regroupement d'entreprises, qu'ils aient été comptabilisés antérieurement ou non dans les états financiers de l'entreprise acquise avant l'acquisition. Les actifs acquis et les passifs assumés sont généralement évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

L'écart d'acquisition est établi après la comptabilisation séparée des actifs acquis identifiables. Il est calculé comme étant l'excédent du total de la contrepartie transférée, à la juste valeur, du montant de toute part des actionnaires sans contrôle dans l'entreprise acquise et de la juste valeur à la date d'acquisition de la participation détenue dans l'entreprise acquise moins la juste valeur à la date d'acquisition des actifs nets identifiables. Si la juste valeur des actifs nets identifiables dépasse le total des montants calculés ci-dessus, l'excédent (profit sur une acquisition à des conditions avantageuses) est comptabilisé en résultat immédiatement.

Conversion de monnaies étrangères

Monnaie fonctionnelle et de présentation

Les éléments inclus dans les états financiers de chacune des entités de la Société sont évalués dans la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités (la « monnaie fonctionnelle »). Les états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de Boralex.

Les états financiers des entités dont la monnaie fonctionnelle est différente de celle de Boralex (sociétés étrangères) sont convertis en dollars canadiens comme suit : les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits et charges sont convertis au taux de change moyen pour l'exercice. Les différences de change sont reportées et inscrits dans les *Autres éléments du résultat global*. Lors de la cession d'une société étrangère, les différences de change cumulées dans les *Autres éléments du résultat global* demeurent au résultat global tant que la Société n'a pas disposé de la totalité de son investissement net dans ce pays. Le cas échéant, les différences de change sont comptabilisées sous *Perte (gain) de change* au résultat net.

Opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle à l'aide des cours de change en vigueur aux dates de transaction. À chaque arrêté des comptes, les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au taux de clôture. Les différences de change qui résultent des opérations sont comptabilisées au résultat net, à la rubrique *Perte (gain) de change*, à l'exception de ceux sur les couvertures de flux de trésorerie admissibles, qui sont reportés dans les A*utres éléments du résultat global* aux capitaux propres.

Instruments financiers

Les actifs et passifs financiers sont comptabilisés lorsque la Société devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument. Les actifs financiers sont sortis de l'état de la situation financière lorsque les droits de recevoir des flux de trésorerie provenant des actifs ont expiré ou ont été transférés et la Société a transféré la quasi-totalité des risques et avantages liés à la propriété. Les passifs financiers sont décomptabilisés lorsque l'obligation précisée au contrat est éteinte, annulée ou terminée.

Classement des instruments financiers

La Société classe ses instruments financiers par catégorie en fonction de leur nature et de leurs caractéristiques. La direction établit le classement de ses actifs et passifs financiers à la comptabilisation initiale. La Société classe ses actifs et ses passifs financiers dans les catégories suivantes :

a) Actifs et passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net

Les actifs et les passifs financiers à la juste valeur par le biais du résultat net sont des actifs et des passifs financiers détenus à des fins de transaction. Un actif ou un passif financier est classé dans cette catégorie s'il a été acquis principalement en vue d'être vendu à court terme. Les instruments dérivés sont également classés comme étant détenus à des fins de transaction, à moins qu'ils ne soient désignés comme couvertures. Les instruments classés dans cette catégorie sont présentés dans l'actif ou le passif courant. L'instrument financier est comptabilisé initialement et subséquemment à la juste valeur marchande selon les cours du marché. Les coûts de transaction directement imputables et les variations de juste valeur sont comptabilisés en résultat net.

b) Prêts et créances

Les prêts et créances sont des actifs financiers non dérivés assortis de paiement déterminés ou déterminables qui ne sont pas cotés sur un marché actif. Ils sont présentés dans les actifs courants lorsqu'ils sont recouvrables dans les 12 mois suivant la fin de la période, sinon ils sont classés dans les actifs non courants. La Société inclut dans cette catégorie la *Trésorerie et équivalents de trésorerie*, l'*Encaisse affectée*, les *Clients et autres débiteurs* et les *Fonds de réserve*. Les instruments financiers inclus dans cette catégorie sont comptabilisés initialement à la juste valeur majorée des coûts de transaction directement imputables. Par la suite, les prêts et créances sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif moins les provisions pour dépréciations.

c) Actifs disponibles à la vente

Les actifs disponibles à la vente sont des instruments non dérivés qui sont classés soit dans la présente catégorie soit dans aucune des autres catégories. Ils sont présentés dans les actifs courants lorsqu'ils sont recouvrables dans les 12 mois suivant la fin de la période, sinon ils sont classés dans les actifs non courants. Les instruments dans cette catégorie sont initialement comptabilisés à la juste valeur majorée des coûts de transaction directement imputables. Par la suite, les actifs sont évalués à leur juste valeur, et tous les gains et les pertes non réalisés sont comptabilisés en *Autres éléments du résultat global*. À la suite d'une vente ou d'une dépréciation, les variations de la juste valeur cumulée inscrites dans les *Autres éléments du résultat global* sont comptabilisées en résultat net.

d) Autres passifs au coût amorti

Les autres passifs sont comptabilisés initialement à la juste valeur et les coûts liés à la transaction sont déduits de cette juste valeur. Par la suite, les autres passifs sont évalués au coût amorti. La différence entre la valeur comptable initiale des autres passifs et leur valeur de remboursement est comptabilisés en résultat net sur la durée du contrat selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Ils sont présentés dans les passifs courants lorsqu'ils sont remboursables dans les 12 mois suivant la fin de la période, sinon ils sont classés dans les passifs non courants. Ce poste comprend les *Fournisseurs et autres créditeurs*, les *Emprunts et découvert bancaire*, les *Emprunts non courants* et les *Débentures convertibles*.

e) Instruments composés

Les composantes des instruments composés émis par la Société soit les débentures convertibles sont classées séparément comme passifs financiers et capitaux propres selon la substance de l'entente contractuelle. À la date d'émission, la juste valeur de la composante passif à été évaluée en appliquant le taux d'intérêt du marché alors en vigueur pour un instrument non convertible similaire. Ce montant est comptabilisé comme passif au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif jusqu'à son extinction au moment de la conversion ou à la date d'échéance de l'instrument. La composante capitaux propres est déterminée en déduisant le montant de la composante passif de la juste valeur total de l'instrument composé. Ce montant est comptabilisé dans les capitaux propres, déduction faite de l'incidence fiscale, et n'est pas réévalué par la suite.

Comptabilité de couverture

Les instruments dérivés sont initialement évalués à la juste valeur à la date de la conclusion d'un contrat dérivé puis comptabilisés à nouveau à leur juste valeur. La comptabilisation de l'éventuel gain ou perte varie selon que le dérivé est désigné comme un instrument de couverture ou non, et, le cas échéant, la nature de l'élément couvert. La Société désigne certains instruments dérivés comme un instrument de couverture d'un risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une opération prévue qui se réalisera fort probablement (couverture de flux de trésorerie).

La Société consigne, au début de la transaction, la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, ainsi que ses objectifs de gestion des risques et de sa stratégie des différentes opérations de couverture. La Société consigne également, au début de la couverture et de façon continue par la suite, son évaluation qui vise à déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont hautement efficaces dans la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie attribuables à l'élément couvert.

Le montant total de la juste valeur d'un instrument financier dérivé est classé comme un actif ou un passif non courant lorsque la durée de vie résiduelle de l'élément couvert est de plus de douze mois, et comme un actif ou un passif courant lorsque la durée de vie résiduelle est de moins de douze mois. Les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction sont classés comme un actif ou un passif courant.

Couverture de flux de trésorerie

La Société désigne tous ces instruments financiers dérivés comme couverture de flux de trésorerie. Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la variation de valeur de la partie efficace du dérivé est comptabilisée dans les A*utres éléments du résultat global*. La partie inefficace du gain ou de la perte est comptabilisée immédiatement en résultat net, au poste *Perte nette sur instruments financiers*.

Les montants cumulés en capitaux propres sont reclassés en résultat net dans les périodes où l'élément couvert influe sur le résultat net (par exemple, lorsqu'une dépense d'intérêt prévue couverte se réalise). La partie efficace du dérivé de couverture est comptabilisée en résultat, au poste *Charges financières*. La partie inefficace du dérivé est comptabilisée en résultat, au poste *Perte nette sur instruments financiers*. Cependant, si la couverture d'une transaction prévue couverte mène à la comptabilisation d'un actif non financier (par exemple, les immobilisations corporelles), les gains et les pertes déjà reportés dans les capitaux propres sont sortis des capitaux propres et inclus dans le coût initial de l'actif. Les montants reportés sont comptabilisés au titre de l'amortissement pour les immobilisations corporelles.

Lorsqu'un instrument de couverture arrive à maturité ou est vendu, que la couverture ne satisfait plus aux critères de comptabilité de couverture, le gain ou la perte cumulé dans les capitaux propres à ce moment-là doit être maintenu en capitaux propres et est comptabilisé lorsque la transaction prévue est comptabilisée en résultat. Si la transaction prévue ne se réalise pas, le gain ou la perte cumulé comptabilisé en capitaux propres est immédiatement sorti des capitaux propres et reclassé en résultat, au poste *Perte nette sur instruments financiers*.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie est composée des espèces en caisse et des soldes bancaires. Les équivalents de trésorerie sont des placements à court terme d'une durée inférieure à trois mois et sont composés d'acceptations bancaires, de certificats de dépôts garantis par des banques ou de fonds garantis par des obligations gouvernementales. Ces instruments regroupent les éléments de trésorerie immédiatement disponibles ou convertibles en trésorerie en un montant connu de trésorerie et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Encaisse affectée

L'encaisse affectée est composée de placements très liquides.

Stocks

Les stocks sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux. Le coût est déterminé selon la méthode du coût moyen. La valeur de réalisation nette correspond aux coûts de remplacement dans le cours normales des affaires. Les stocks se composent principalement de pièces de rechange.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, constituées principalement de centrales et sites de production d'énergie, sont inscrites au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, 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

Les sites éoliens sont amortis par composante selon la méthode linéaire sur une durée entre 5 et 20 ans.

Centrales hydroélectriques

Les centrales sont amorties par composante selon la méthode linéaire sur une durée entre 20 et 40 ans.

Centrales thermiques

Les centrales au gaz naturel sont amorties par composante selon la méthode linéaire jusqu'à la fin de leurs contrats soit en 2012 et 2013. La centrale aux résidus de bois est amortie par composante selon la méthode linéaire sur une durée de 25 ans.

Site solaire

Le site solaire est amorti par composante selon la méthode linéaire sur une durée de 20 ans.

Les entretiens majeurs

Les entretiens majeurs sont capitalisés et amortis selon la méthode linéaire sur la fréquence prévue des entretiens, soit une durée d'environ 5 ans.

Les durées d'utilité, les valeurs résiduelles et le mode d'amortissement sont revue chaque année en tenant compte de la nature des actifs, de l'usage prévu et de l'évolution technologique. Toute dépréciation ou reprise de valeur est comptabilisé en résultat net sous le poste *Dépréciation des immobilisations corporelles*.

Contrats de vente d'énergie

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'électricité sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, si applicable, soit de 5 à 34 ans.

Droits d'eau

Les droits d'eau pour toutes les centrales hydroélectriques, sauf Buckingham, puisque cet actif a une durée de vie indéfinie, sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, soit de 24 à 34 ans. Les actifs à durée de vie indéfinie qui sont les droits d'eau de la centrale de Buckingham ne sont pas amortis. Toutefois, ceux-ci font l'objet d'une révision annuelle au 31 octobre ou dès qu'il existe un indice de perte de valeur. Les baisses de valeur sont portées aux résultats lorsqu'elles sont déterminées.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition, représentant l'excédent de la contrepartie payée 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. L'écart d'acquisition fait l'objet d'une révision annuelle au 31 octobre 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 immobilisations incorporelles

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_2

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. 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.

Autres actifs non courants

Crédits d'impôts pour énergie renouvelable

Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable qui sont attribués sur la base des dépenses d'exploitation engagées étaient comptabilisés en réduction des coûts d'exploitation au cours de la période où ils étaient gagnés, dans la mesure où il était plus probable qu'improbable qu'ils seraient recouvrables sur leur durée de vie. Ce programme a pris fin le 31 décembre 2009.

Fonds de réserve

Les fonds de réserve représentent les fonds détenus en fidéicommis afin de satisfaire aux exigences de certaines conventions d'emprunt non courant. Les certificats de dépôt constituant les fonds de réserve sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le montant le moins élevé.

Coûts d'emprunt

La Société incorpore les coûts directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production des ses actifs qualifiés au cours de la construction active de ceux-ci. Les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en charges dans la période au cours de laquelle ils sont encourus.

Contrat de location

Un contrat de location est classé en tant que contrat de location-financement s'il transfère à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété. Un contrat de location est classé en tant que contrat de location simple lorsqu'il ne transfère pas à la Société la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété. Les paiements au titre de la location simple sont passés en charges selon la méthode linéaire pendant toute la durée du contrat de location.

Les contrats de location-financement sont capitalisés au début de la période de location au plus faible de la juste valeur de l'immobilisation louée et la valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location. Chaque paiement au titre de la location est ventilé entre le passif et les charges financières de manière à obtenir un taux constant pour le solde impayé. Les obligations locatives à cet effet, déduction faite des charges financières, sont présentées sous *Autres passifs non courants*. La composante intérêt des charges financières est comptabilisée en résultat sur la période de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif de chaque période. Les immobilisations corporelles acquises en vertu de contrats de location-financement sont amorties sur la durée du contrat de location et sa durée d'utilité selon la durée la plus courte.

Dépréciation de la valeur des actifs

Les actifs non courants ayant une durée d'utilité indéterminée, soit l'écart d'acquisition et les droits d'eau de la centrale de Buckingham, ne sont pas amortis et sont soumis à un test de recouvrabilité au 31 octobre de chaque année ou s'il y a des événements déclencheurs. Les actifs non courants ayant une durée d'utilité déterminée 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. Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur comptable excède la valeur recouvrable. La valeur recouvrable d'un actif est la valeur la plus élevée entre la juste valeur d'un actif diminuée des coûts de la vente et sa valeur d'utilité.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, s'il existe un indice qu'une perte de valeur comptabilisée au cours de périodes antérieures, pour un actif autre que l'écart d'acquisition, est susceptible de ne plus exister ou d'avoir diminué, la perte est reprise à hauteur de la valeur recouvrable. La valeur comptable après la reprise ne doit toutefois pas être supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée (nette des amortissements) si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée pour cet actif au cours d'exercices antérieures. Aucune perte de valeur ne peut être reprise pour l'écart d'acquisition.

Les actifs soumis aux tests de perte de valeur sont regroupés aux unités génératrices de trésorerie (UGT). Ceci correspond au plus petit groupe identifiable d'actifs qui génère des entrées de trésorerie largement indépendantes des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Les actifs de la Société font l'objet d'un suivi distinct, par centrale, ce qui correspond aux UGT du plus petit groupe identifiable.

La valeur recouvrable d'un actif ou d'une UGT est la valeur la plus élevée entre sa juste valeur diminuée des coûts de la vente et sa valeur d'utilité. Pour évaluer la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimés sont actualisés à leur valeur actuelle en utilisant un taux d'actualisation qui reflète l'évolution de la valeur temporelle de l'argent et les risques spécifiques à l'actif ou l'UGT. Lors de la détermination de la juste valeur diminuée des coûts de la vente, la Société estime s'il y a un prix de marché pour l'actif en cours d'évolution. Sinon, la Société utilise la méthode du revenu. La méthode du revenu est fondée sur la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs qu'un actif ou qu'une UGT générera à l'avenir. La méthode d'actualisation des flux de trésorerie consiste à établir des projections de flux de trésorerie et les convertir en une valeur actualisée en utilisant des facteurs d'actualisation.

Provisions

Une provision est comptabilisée dans l'état de la situation financière si la Société a une obligation juridique ou implicite d'effectuer un paiement au titre d'événements passés, et qu'il est probable que le règlement de cette obligation exige un paiement financier ou entraîne une perte financière, et qu'une estimation fiable peut être effectuée du montant de l'obligation. Si une dépense nécessaire au règlement d'une provision est prévue être remboursée par un tiers, le remboursement est comptabilisé dans l'état de la situation financière en tant qu'actif distinct, si et seulement si le remboursement est quasiment certain d'être reçu. Les provisions sont évaluées selon la meilleure estimation de la direction de la Société quant au résultat en fonction des faits connus à la date d'arrêté des comptes. Aux 31 décembre 2011 et 2010, et au 1er janvier 2010, aucune provision significative n'a été comptabilisée.

Provisions pour litiges

Les litiges font l'objet d'un suivi régulier, au cas par cas, par la direction juridique de la Société et avec l'aide de conseillers juridiques externes pour les litiges les plus significatifs ou complexes. Une provision est comptabilisée dès qu'il devient probable qu'une obligation actuelle résultant d'un événement passé nécessitera un règlement dont le montant peut être évalué de manière fiable. Aux 31 décembre 2011 et 2010, et au 1er janvier 2010, aucune provision significative n'a été comptabilisée.

Restauration, mise hors service et coûts environnementaux

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 ou implicite 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 et qu'il est probable que le règlement de cette obligation exige un paiement financier. 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.

Pour les centrales hydroélectriques installées sur des sites publics, la Société ne possède aucune obligation de démanteler et de remettre à niveaux ces centrales. Selon les baux de location des sites, ces centrales doivent être remises à la fin de la période de location au bailleur sans aucune remise à niveaux des sites. Pour les autres centrales hydroélectriques, dont les sites sont privés et appartiennent à Boralex, la probabilité qu'une telle obligation survienne est peu probable, car le démantèlement d'une telle centrale aurait des conséquences importantes sur l'écosystème et la vie économique avoisinants. Il est normalement plus avantageux pour l'environnement, les riverains et les entreprises, de maintenir le barrage. La Société a évalué que la probabilité de sortie est faible, et par conséquent, la juste valeur de l'obligation n'est pas significative en raison de l'effet à long terme de l'actualisation.

Pour les sites éoliens, la Société a une obligation soit légale ou contractuelle de démanteler ses installations lorsqu'il sera décider 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 135 000 $ par éolienne. Le plan d'affaires actuel ne prévoit pas que la Société arrêtera l'exploitation de ces sites. Donc, en tenant compte de l'effet de l'actualisation à long terme, l'obligation n'est pas significative.

Finalement, la Société possède des obligations environnementales relativement à sa centrale thermique alimentée en résidus de bois. En effet, si la centrale était vendue, la Société aurait la 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 $. En tenant compte de l'effet de l'actualisation à long terme, l'obligation n'est pas significative.

Impôts

La Société comptabilise les impôts sur le résultat selon la méthode de l'actif et du passif d'impôts différés. Les actifs et les passifs d'impôts différés sont déterminés en fonction de l'écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs. Tout changement survenu dans le montant net des actifs et passifs d'impôts différés est porté aux résultats. Les actifs et passifs d'impôts différés sont déterminés en fonction des taux d'imposition et des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur qui, selon ce qui est à prévoir, s'appliqueront au revenu imposable des périodes en cours desquelles les actifs et passifs seront recouvrés. Les actifs d'impôts différés sont constatés lorsqu'il est probable qu'ils se réaliseront. Les actifs et passifs d'impôts différés sont présentés dans les actifs et passifs non courants.

La charge d'impôt comprend l'impôt exigible et différé. Cette charge est constatée dans le résultat net, sauf pour l'impôt relié aux éléments inclus dans les *Autres éléments du résultat global* ou dans les capitaux propres, en tel cas la charge d'impôt est comptabilisée respectivement dans les *Autres éléments du résultat global* ou dans les capitaux propres.

L'actif ou le passif d'impôt exigible correspond aux obligations ou aux réclamations des périodes précédentes ou courantes des autorités fiscales qui ne sont toujours pas reçues ou payées à la fin de la période financière et est présenté dans les actifs ou passifs courants. L'impôt exigible est calculé en fonction du bénéfice fiscal qui diffère du résultat net. Ce calcul a été effectué en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur à la fin de la période financière.

La Société comptabilise un actif ou passif d'impôt différé pour toutes les différences temporelles déductibles générées par des participations dans des filiales et coentreprise, sauf s'il est probable que la différence temporelle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible et que la Société contrôle la date à laquelle la différence temporelle s'inversera.

Capitaux propres

Le capital-actions est présenté à la valeur à laquelle les actions ont été émises. Les coûts liés à l'émission d'actions ou d'options d'achat d'actions sont présentés dans les capitaux propres, nets d'impôts, en déduction du produit d'émission.

Rémunération à base d'actions

Les options d'achat d'actions consenties à la haute direction sont évaluées à la juste valeur. Cette juste valeur est par la suite constatée dans le résultat net sur la période d'acquisition des droits d'exercice par la haute direction en contrepartie d'une augmentation du *Surplus d'apport*. La juste valeur est déterminée en utilisant le modèle de valorisation Black et Scholes, qui a été conçu pour évaluer la juste valeur des options négociées en Bourse qui n'ont aucune restriction relative à l'acquisition des droits et qui sont entièrement transférables. Certaines options en cours ont des restrictions, mais, selon la Société, le modèle de Black et Scholes constitue un moyen approprié pour évaluer la juste valeur dans ces situations. La contrepartie versée par les employés à l'exercice des options sur actions est créditée au *Capital-actions*.

Les charges liées aux options sur actions sont comptabilisées sous *Administration*, et la valeur cumulée des options en cours non exercées est incluse sous *Surplus d'apport*.

Constatation des produits

La Société constate ses produits selon les méthodes suivantes :

Produits de la vente d'énergie

La Société comptabilise ses produits, lesquels sont constitués de ventes de produits, lorsqu'il y a une preuve évidente qu'une entente est intervenue, que les produits ont été livrés, que les risques et avantages importants inhérents à la propriété sont transférés, que le montant de la vente est établi ou déterminable et que le recouvrement est considéré comme probable.

Revenus de gestion du Fonds et Autres revenus

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.

Résultat net par action

Le résultat net par action de base et dilué est calculé à partir du nombre moyen pondéré d'actions de catégorie A en circulation au cours de l'exercice. Le calcul du résultat par action dilué tient compte de l'impact potentiel de l'exercice de l'ensemble des instruments dilutifs, soit les options d'achat d'actions et l'effet des débentures convertibles, sur le nombre théorique d'actions. Le résultat dilué par action est calculé 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 débentures 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.

Changement d'estimation comptable

Changement de durée de vie d'une composante des sites éoliens

À partir du 1er avril 2011, la Société a modifié la durée de vie d'une composante pour certains modèles d'éoliennes. La durée de vie estimative qui était de 15 ans auparavant a été augmentée à 20 ans, ce qui correspond dorénavant à la durée de vie utile pour ces modèles. Ce changement d'estimation comptable découle de nouvelles informations obtenues ainsi que d'un surcroît d'expérience sur la durée prévue de cette composante. Cette révision d'estimation a été enregistrée de façon prospective. L'impact annuel estimé de ce changement d'estimation comptable est une diminution de la dépense d'amortissement d'environ 2 700 000 $ par année au cours des périodes futures. L'impact du changement pour l'exercice 2011 est une diminution de la dépense d'amortissement de 2 025 000 $.

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 9, Instruments financiers

La norme IFRS 9, « Instruments financiers », a été publiée en novembre 2009. Elle traite du classement et de l'évaluation des actifs financiers, et remplace les modèles à catégories multiples d'évaluation de la norme IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », par un nouveau modèle d'évaluation ayant seulement deux catégories : coût amorti et juste valeur par le biais du résultat net.

En octobre 2010, l'IASB a modifié cette norme afin de fournir des indications sur le classement et l'évaluation des passifs financiers. Les Sociétés qui choisissent d'évaluer leurs dettes à la juste valeur, devront comptabiliser les variations de juste valeur liées aux variations de leur propre risque de crédit, dans les *Autres éléments du résultat global* plutôt qu'au compte de résultat. Cette norme doit être appliquée pour les périodes comptables ouvertes à compter du 1er janvier 2015, l'adoption anticipée étant autorisée. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de la norme, ni établi si elle l'adoptera par anticipation.

IFRS 10, États financiers consolidés
IAS 27, États financiers individuels (révisé 2011)

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

IFRS 11, Coentreprises
IAS 28, Participation dans des entreprises associées et coentreprises (révisé 2011)

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

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

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

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

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

IAS 1, Présentation des états financiers (révisé 2011)

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

Note 4.

Principales sources d'incertitude relatives aux estimations et jugements critiques de la direction

La préparation d'états financiers selon les IFRS exige que la direction procède à des estimations et pose des hypothèses qui ont une incidence sur le montant présenté au titre des actifs et des passifs, sur l'information fournie à l'égard des actifs et passifs éventuels à la date des états financiers et sur les montants présentés au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Ces estimations sont révisées périodiquement et des ajustements sont apportés au besoin aux résultats de la période au cours de laquelle ils deviennent connus. Les éléments dont les résultats réels pourraient différer de ces estimations de manière importante sont décrits dans la section suivante.

Dépréciation de la valeur des actifs

Aux fins de la mise en œuvre de tests de dépréciation, les immobilisations corporelles, incorporelles et l'écart d'acquisition sont affectés à des UGT qui sont fonction de la nature et des structures externes à celles-ci. La valeur recouvrable d'une UGT est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité. Pour calculer cette valeur, la Société utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des prévisions financières pour une période de cinq ans. Les projections de flux de trésorerie au-delà de cinq exercices supposent un taux de croissance à long terme ne dépassant pas le produit intérieur brut des pays respectifs. Les projections de flux de trésorerie sont actualisées par l'application d'un taux ajusté pour tenir compte des risques économiques et politiques de l'emplacement précis qui ne sont pas reflétés dans les flux de trésorerie sous-jacents propres à chaque UGT. Les dépenses en investissement d'entretien permanent ont été estimées en fonction du plan d'entretien. Les hypothèses utilisées dans le calcul de la valeur d'utilité tiennent compte du contexte économique actuel, ce qui donne lieu à des estimations plus prudentes de la valeur future.

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

Prix de vente de l'électricité

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.

Durée de vie résiduelle

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, mais aussi 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.

Juste valeur des instruments financiers

Tous les instruments financiers doivent être comptabilisés à la juste valeur lors de leur comptabilisation initiale. Ces instruments sont ensuite évalués au coût après amortissement ou à la juste valeur selon leur classement.

La mesure de la juste valeur correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. Cette mesure est effectuée à un moment précis et peut être modifiée au cours de périodes de présentation futures en raison des conditions du marché ou d'autres facteurs.

La juste valeur est établie au moyen des cours sur le marché actif le plus avantageux pour cet instrument auquel la Société a immédiatement accès. S'il n'existe pas de marché actif la juste valeur est établie selon des modèles d'évaluation internes ou externes, notamment des modèles de flux de trésorerie actualisés. La juste valeur établie selon ces modèles d'évaluation nécessite l'utilisation d'hypothèses à l'égard du montant et du calendrier des flux de trésorerie futurs estimatifs, ainsi que pour de nombreuses autres variables. Pour déterminer ces hypothèses, des données externes du marché facilement observables sont utilisées si disponibles. Sinon, la Société utilise la meilleure estimation possible. Puisqu'elles sont fondées sur des estimations, les justes valeurs peuvent ne pas être réalisées dans le cadre d'une vente réelle ou d'un règlement immédiat de ces instruments.

La note 26 explique plus en détail ces bases de calcul et les estimations utilisées. Nos instruments financiers dérivés sont désignés dans une relation de couverture, et l'incidence sur les résultats d'une variation de la juste valeur de ces instruments est donc négligeable.

Note 5.

Regroupement 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 1er novembre 2010, Boralex et le Fonds ont exécuté l'entente de regroupement d'entreprises, telle qu'approuvée lors de l'assemblée extraordinaire des porteurs de parts du Fonds tenue le 21 octobre 2010. Le 2 novembre 2010, Boralex a procédé au paiement, en partie en espèces et en partie par l'émission de débentures convertibles, pour acquitter toutes les parts du Fonds qui étaient encore en circulation au moment du regroupement d'entreprises. Boralex a complété la privatisation du Fonds en révoquant le statut d'émetteur assujetti 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 débentures convertibles d'une valeur de 135 900 000 $.

Acquisition du Fonds — Comptabilisation de la transaction

La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, « Regroupement d'entreprises ». 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. L'état de la situation financière 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 et la finalisation de la répartition du prix d'achat.

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

Le gain sur disposition présumée du placement de 23,3 % détenu par la Société au moment de l'acquisition de contrôle du Fonds est calculé comme suit :

Juste valeur du placement (13 767 990 parts à 5 $ la part)	68 840
Valeur comptable du placement dans le Fonds au 15 septembre 2010	37 960
	30 880
Réalisation des écarts de conversion cumulés du Fonds	(6)
Gain sur disposition présumée du placement	30 874

Le gain sur disposition du placement, net des frais reliés à cette acquisition de 6 130 000 $, a été comptabilisé dans l'état des résultats pour un montant net de 24 744 000 $.

(2) Acquisition du Fonds :

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

	Répartition préliminaire du prix d'achat	Répartition finale du prix d'achat
Fonds de roulement	19 887	19 886
Actif financier disponible à la vente	-	23 978
Immobilisations corporelles	277 740	205 888
Contrats de vente d'énergie	49 164	53 610
Droits d'eau	-	110 792
Autres actifs non courants	5 347	8 313
Emprunts non courants	(117 867)	(117 867)
Instrument financier	-	(1 477)
Autres passifs non courants	(2 995)	(2 995)
Impôts différés	(25 128)	(66 009)
Actif net	206 148	234 119
Écart d'acquisition	89 192	61 221
Juste valeur	295 340	295 340
Moins :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'acquisition		(19 368)
Émission des débentures convertibles		(135 900)
Valeur des parts que Boralex détenait déjà		(68 840)
Contrepartie totale en espèces versée pour l'acquisition		71 232
Contrepartie payée en espèces à la date d'acquisition		38 811
Contrepartie payée en espèces pour le rachat des actionnaires sans contrôle		32 421
Contrepartie totale en espèces versée pour l'acquisition		71 232

En 2011, la Société a finalisé la répartition du prix d'achat liée à l'acquisition du Fonds qui a eu lieu le 15 septembre 2010 et a ajusté rétroactivement au 15 septembre 2010 l'écriture de la répartition préliminaire. Cette répartition finale du prix d'achat a été établie selon la valeur marchande à la date d'acquisition en collaboration avec des évaluateurs professionnels indépendants. À cette date, le Fonds avait un statut de fiducie et la répartition du prix d'achat faite par la Société tenait compte des taux d'impôts élevés en vigueur pour les fiducies dont ceux-ci était fonction du traitement des profits distribués. Cette répartition du prix d'achat est finale.

Le 2 novembre 2010, la Société a procédé à une réorganisation de sa structure fiscale incluant les activités originales du Fonds. Cette réorganisation fiscale a résulté en l'élimination d'entités du Fonds et la révocation de son statut de fiducie. Ces taux d'impôts élevés généraient au 15 septembre 2010 un passif d'impôts différés de 23 158 000 $ et en conséquence un écart d'acquisition de 23 158 000 $. Par la suite, la Société a procédé à la réévaluation de ses soldes d'impôts différés afin de refléter le nouveau taux d'impôts sur le résultat. Cette réévaluation a entrainé une diminution du passif d'impôts différés de 23 158 000 $ et a eu pour effet d'augmenter l'actif net du Fonds.

En raison de cet événement, la Société a procédé à un test de dépréciation à l'égard de l'écart d'acquisition puisqu'il y avait une indication que les flux de trésorerie futurs ne permettaient pas de recouvrer la valeur des actifs nets du Fonds. À la suite de l'application de ce test, la Société a comptabilisé au cours du quatrième trimestre de 2010 une dépréciation de l'écart d'acquisition pour un montant de 23 158 000 $. Donc, au 31 décembre 2010, l'écart d'acquisition totalise 38 063 000 $. Cet écart d'acquisition est attribuable aux synergies attendues du regroupement des activités du Fonds avec ceux de la Société. Aux fins fiscales, l'écart d'acquisition ne sera pas un élément déductible.

Pour l'exercice clos 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 $ dans l'état consolidé des résultats soit les montants depuis la date d'acquisition du 15 septembre 2010. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er 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 résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex aurait été de 18 946 000 $ pour l'exercice clos 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 1er janvier 2010.

Note 6.

Clients et autres débiteurs

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Clients - net	33 666	39 078	29 620
Débiteurs de parties liées (note 30)	5 813	3 950	2 495
Autres débiteurs	11 021	17 392	7 517
	50 500	60 420	39 632

Tous les montants présentent des échéances courant. Leurs valeurs comptables nettes correspondent à une approximation raisonnable de leur juste valeur.

La Société a constitué une provision négligeable sur les comptes présentés dans le tableau précédant étant donné que la qualité du crédit de ces clients est toujours considérée comme recouvrable. Au 31 décembre 2011, environ 2 % (1 % au 31 décembre 2010 et 2 % au 1er janvier 2010) des clients et autres débiteurs étaient impayés depuis plus de 90 jours après la facturation, tandis qu'environ 86 % (94 % aux 31 décembre 2010 et 1er janvier 2010) étaient en règle (moins de 30 jours).

Note 7.

Stocks

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Pièces de rechange	3 140	3 555	1 350
Résidus de bois	385	5 310	7 127
Autres matières premières	48	314	249
	3 573	9 179	8 726

Le coût des stocks est comptabilisé aux résultats sous le poste *Charges d'exploitation* et s'élève à 7 895 000 $ en 2011 (2 485 000 $ en 2010).

Note 8.

Immobilisations corporelles

	Sites éoliens	Centrales hydroélectriques	Centrales thermiques	Site solaire	Corporatif	Total
Au 1er janvier 2010						
Coût	338 723	29 759	148 189	-	10 566	527 237
Amortissement cumulé	(51 180)	(4 588)	(55 797)	-	(2 965)	(114 530)
Valeur nette comptable	287 543	25 171	92 392	-	7 601	412 707
Exercice clos le 31 décembre 2010						
Solde au début de l'exercice	287 543	25 171	92 392	-	7 601	412 707
Écart de conversion	(19 669)	(3 668)	(920)	(18)	(84)	(24 359)
Acquisition	181 387	2 354	1 164	5 141	(530)	189 516
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	-	157 813	48 075	-	-	205 888
Disposition	(9 569)	(143)	26	-	-	(9 686)
Amortissement	(18 801)	(2 734)	(3 784)	-	(630)	(25 949)
Activités abandonnées	-	-	(9 167)	-	-	(9 167)
Autres variations	(542)	230	605	1 600	(1 959)	(66)
Solde à la fin de l'exercice	420 349	179 023	128 391	6 723	4 398	738 884
Au 31 décembre 2010						
Coût	481 574	185 011	191 351	6 723	7 909	872 568
Amortissement cumulé	(61 225)	(5 988)	(62 960)	-	(3 511)	(133 684)
Valeur nette comptable	420 349	179 023	128 391	6 723	4 398	738 884
Exercice clos le 31 décembre 2011						
Solde au début de l'exercice	420 349	179 023	128 391	6 723	4 398	738 884
Écart de conversion	(1 413)	2 263	38	(693)	(92)	103
Acquisition	6 263	3 730	3 292	14 611	1 236	29 132
Disposition	-	(1 063)	(504)	-	(1 398)	(2 965)
Amortissement	(27 449)	(6 036)	(12 992)	(572)	(742)	(47 791)
Dépréciation	-	-	(1 503)	-	-	(1 503)
Activités abandonnées	-	-	(71 578)	-	-	(71 578)
Autres variations	(902)	364	(536)	(1 903)	1 742	(1 235)
Solde à la fin de l'exercice	396 848	178 281	44 608	18 166	5 144	643 047
Au 31 décembre 2011						
Coût	483 312	190 954	60 774	18 711	8 950	762 701
Amortissement cumulé	(86 464)	(12 673)	(16 166)	(545)	(3 806)	(119 654)
Valeur nette comptable	396 848	178 281	44 608	18 166	5 144	643 047

L'amortissement des immobilisations corporelles est comptabilisé au poste *Amortissement*. L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 47 791 000 $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (25 948 000 $ en 2010), incluant un montant de 1 823 000 $ relativement aux contrats de location-financement (1 874 000 $ en 2010). Le coût et l'amortissement cumulé des biens détenus en vertu de contrats de location-financement s'élèvent respectivement à 28 378 000 $ et 16 239 000 $ au 31 décembre 2011 (28 649 000 $ et 14 630 000 $ au 31 décembre 2010 et 32 265 000 $ et 14 422 000 $ au 1er janvier 2010).

Les immobilisations comprennent des pièces de rechange pour un montant de 3 445 000 $ (4 092 000 $ au 31 décembre 2010 et 2 502 000 $ au 1er janvier 2010) et des sites en construction pour un montant de 56 000 $ (30 714 000 $ au 31 décembre 2010 et 44 694 000 $ au 1er janvier 2010). Ces immobilisations ne sont pas amorties jusqu'à leur mise en service.

Au 31 décembre 2011, un montant de 1 506 000 $ (6 751 000 $ en 2010) des acquisitions d'immobilisations corporelles n'est pas encore payé et est inclus dans les *Fournisseurs et autres créditeurs*.

Au 31 décembre 2011, des intérêts pour un montant de 12 687 000 $ ont été capitalisés au coût des immobilisations corporelles (12 243 000 $ au 31 décembre 2010 et 4 393 000 $ au 1er janvier 2010).

Dépréciation des immobilisations corporelles

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Centrales thermiques	1 503	-	-

En septembre 2011, une dépréciation de la valeur des immobilisations corporelles de 6 503 000 $ liée à la centrale thermique aux résidus de bois de Dolbeau a été enregistrée. Cette dépréciation a été prise suite à la décision de la direction de fermer définitivement cette centrale. La valeur comptable des immobilisations corporelles a été ramenée à la valeur recouvrable. Suite à la finalisation d'une convention d'achat d'actifs de 5 000 000 $ initiée en décembre 2011, une reprise de perte de valeur correspondante a été comptabilisée. La dépréciation est comptabilisée au poste *Dépréciation des immobilisations corporelles* dans l'état consolidé des résultats.

Note 9.

Contrat de vente d'énergie, droits d'eau, écart d'acquisition et autres immobilisations incorporelles

				Autres immobilisations incorporelles		
	Contrats de vente d'énergie	Droits d'eau	Écart d'acquisition	Projets en développement	Autres incorporels	Total
Au 1er janvier 2010						
Coût	55 250	4 201	-	7 863	500	67 814
Amortissement cumulé	(6 227)	(55)	-	-	-	(6 282)
Valeur nette comptable	49 023	4 146	-	7 863	500	61 532
Exercice clos le 31 décembre 2010						
Solde au début de l'exercice	49 023	4 146	-	7 863	500	61 532
Écart de conversion	(4 663)		-	(224)	(52)	(4 939)
Acquisition	7 000		-	2 046	13	9 059
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	53 610	110 792	61 221	3 725	2 363	231 711
Disposition	-	-	-	(205)	-	(205)
Amortissement	(3 217)	(1 923)	-	-	(295)	(5 435)
Dépréciation	-	-	(23 158)	-	-	(23 158)
Activités abandonnées	(216)	-	-	-	-	(216)
Autres variations	2 457	-	-	(771)	469	2 155
Solde à la fin de l'exercice	103 994	113 015	38 063	12 434	2 998	270 504
Au 31 décembre 2010						
Coût	111 873	114 993	38 063	12 434	3 293	280 656
Amortissement cumulé	(7 879)	(1 978)	-	-	(295)	(10 152)
Valeur nette comptable	103 994	113 015	38 063	12 434	2 998	270 504
Exercice clos le 31 décembre 2011						
Solde au début de l'exercice	103 994	113 015	38 063	12 434	2 998	270 504
Écart de conversion	324	-	-	(11)	(22)	291
Acquisition	-	-	-	1 620	3	1 623
Disposition	-	-	-	(2 750)	-	(2 750)
Cession d'actifs à la Coentreprise	-	-	-	(5 080)	-	(5 080)
Amortissement	(5 898)	(2 964)	-	-	(1 180)	(10 042)
Activités abandonnées	(34)	-	-	-	-	(34)
Autres variations	(681)	1 793	-	(2 580)	(147)	(1 615)
Solde à la fin de l'exercice	97 705	111 844	38 063	3 633	1 652	252 897
Au 31 décembre 2011						
Coût	112 568	116 786	38 063	3 633	3 127	274 177
Amortissement cumulé	(14 863)	(4 942)	-	-	(1 475)	(21 280)
Valeur nette comptable	97 705	111 844	38 063	3 633	1 652	252 897

L'amortissement des contrats de vente d'énergie, des droits d'eau et des autres immobilisations incorporelles est comptabilisé au poste *Amortissement*.

La durée d'amortissement moyenne pondérée des actifs incorporels à durée de vie définie se détaille comme suit (en nombre d'années) :

Contrats de vente d'énergie	17 ans
Droits d'eau	26 ans

Les droits d'eau de la centrale hydroélectrique de Buckingham, qui s'élèvent à 36 332 000 $ (36 332 000 $ en 2010), ne sont pas amortis puisqu'ils ont une durée d'utilité indéfinie.

Les *Projets en développement* comprennent majoritairement un projet hydroélectrique et des projets éoliens au Québec.

Les *Autres incorporels* sont composés majoritairement d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel détenu par la centrale de Kingsey Falls et des quotas de CO_2 détenus par la centrale au gaz naturel de Blendecques en France.

L'écart d'acquisition a été affecté, à des fins de tests de dépréciation annuelle, aux unités génératrices de trésorerie des centrales hydroélectriques.

Au 31 octobre 2011, des tests de dépréciation annuels ont été effectués sur l'écart d'acquisition et sur les droits d'eau de la centrale de Buckingham. Ces intangibles font l'objet d'une révision annuelle afin de déterminer si une baisse de valeur est survenue. Actuellement, selon les analyses, la valeur recouvrable basée sur des projections de flux de trésorerie et un taux d'actualisation de 8 % justifie leurs valeurs aux livres.

Le 2 novembre 2010, la Société a procédé à un test de dépréciation à l'égard de l'écart d'acquisition puisqu'il y avait une indication que les flux de trésorerie futurs ne permettaient pas de recouvrer la valeur des actifs nets tel que discuté à la note 5. À la suite de l'application de ce test, la société a comptabilisé au cours de 2010 une dépréciation de l'écart d'acquisition de 23 158 000 $.

Note 10.

Participation dans la Coentreprise

En juin 2011, dans le cadre du projet éolien de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, la Société a conclu une entente de partenariat avec une filiale de Gaz Métro L.P. et créé la coentreprise Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, société en nom collectif (la « Coentreprise ») dont chacun détient une participation de 50 %. Selon l'entente, toutes les dépenses sont effectuées en coparticipation et tous les bénéfices, coûts, dépenses, responsabilités, obligations et risques résultant de la Coentreprise sont partagés en parts égales de manière conjointe mais non solidaire. La participation de la Société dans la Coentreprise est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La date de fin d'exercice de la Coentreprise est le 31 décembre.

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Solde au début de l'exercice	-	-	-
Apport de capital	6 012	-	-
Apport en espèces	52 949	-	-
Part des résultats	(205)	-	-
Part du résultat global	(13 461)	-	-
Autres	(29)	-	-
Solde à la fin de l'exercice	45 266	-	-

Les montants globaux respectifs des actifs courants, actifs non courants, passifs courants, passifs non courants et des charges se rapportant à la participation dans la Coentreprise sont les suivants :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Actifs courants	8 261	-	-
Actifs non courants	71 131	-	-
Total des actifs	79 392	-	-
Passifs courants	8 973	-	-
Passifs non courants	25 123	-	-
Total des passifs	34 096	-	-
Actifs nets	45 296	-	-
Total des charges	(205)	-	-
Total du résultat de l'exercice	(205)	-	-

Engagements

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats de construction	52 800	199 325	-	252 125
Contrat d'achat	1 800	200	-	2 000
Contrat d'entretien	-	8 900	15 500	24 400
Contrats de location de terrain	20	3 140	14 340	17 500
Total	54 620	211 565	29 840	296 025

Contrats de vente

En 2008, la Coentreprise a conclu avec Hydro-Québec des contrats de vente d'électricité pour une capacité de 272 MW pour la Seigneurie de Beaupré 2 et 3. Ces contrats ont une durée de 20 ans commençant à la mise en service des parcs éoliens. Une portion de ces contrats prévoit une indexation annuelle, selon l'évolution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »).

Entente de service

La Société, aux termes d'un contrat de service signé en 2008, s'est engagée à être l'opérateur des parcs éoliens de la Coentreprise. La Société sera responsable de fournir l'exploitation, l'entretien et l'administration des sites. La durée du contrat est de 21 ans commençant un an avant la date de mise en service. Les montants payables en vertu de cet accord sont limités aux frais d'exploitation et de maintenance et incluent des frais de gestion fixes et variables. Les frais de gestion fixes sont indexés annuellement en fonction de l'IPC.

Contrats de construction

En juin 2011, la Coentreprise a conclu un contrat de construction et d'installation d'éoliennes sur les terres privées du Séminaire de Québec. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Advenant la résiliation du présent contrat par la Coentreprise, celle-ci devrait, en plus des coûts des travaux déjà exécutés, rembourser à l'entrepreneur la perte de profit non réalisé sur les travaux non exécutés. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 234 000 000 $, soit 85 000 000 € et 122 000 000 $.

En août 2011, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction des routes, des plateformes de grutage et du réseau électrique du projet éolien. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 15 000 000 $. De plus, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction du poste de transformation du projet éolien. Les déboursés se feront selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 3 000 000 $.

En décembre 2011, la Société a conclu un accord pour la construction d'un réseau de télécommunications du projet éolien. Les dépenses seront effectuées selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 125 000 $.

Contrat d'achat

En novembre 2011, la Coentreprise a conclu un contrat pour l'achat de transformateurs pour la construction du poste de transformation du projet éolien. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 2 000 000 $.

Contrat d'entretien

En août 2011, la Coentreprise a conclu un contrat d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans qui sera en vigueur à compter de la mise en service du projet prévue en décembre 2013. Ce contrat a une option de résiliation, au gré de la Coentreprise, après sept ans. Les déboursés reliés au contrat seront effectués un an après la date de mise en service et dépendent, entre autres, du niveau d'électricité que produiront les éoliennes. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 24 400 000 $ pour les sept prochaines années.

Contrat de location de terrain

En juin 2011, la Coentreprise a conclu un contrat de location de terrains en vertu d'un bail échéant en 2033 et automatiquement renouvelé annuellement au gré du locataire. Les terrains sur lesquels seront implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 35 000 $ jusqu'à la date de mise en service qui est prévue en décembre 2013 et après pour un montant annuel d'environ 1 500 000 $, indexé annuellement au taux de 1,5 %. Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 17 500 000 $.

Lettres de crédit

Au 31 décembre 2011, la quote-part de la Société dans les lettres de crédits émises par la Coentreprise s'établissait à 12 000 000 $.

Financement

La Société a finalisé, le 8 novembre 2011, le financement pour la réalisation des travaux de construction des deux premiers parcs éoliens. Ces travaux représenteront un investissement total de plus de 750 000 000 $. Le montant du financement, garanti par les actifs du projet et sans recours contre les partenaires, consiste en un prêt de construction de deux ans de 560 000 000 $, qui se convertira en un prêt à terme remboursable sur une période d'amortissement de 18 ans après le début de l'exploitation commerciale en décembre 2013. Une partie du financement, soit 260 000 000 $ est couverte par une garantie offerte aux prêteurs par la République fédérale d'Allemagne grâce à son agence de crédit d'exportation Euler-Hermes. Avec ce financement et les capitaux propres injectés avant et à la clôture, cette première phase des Parcs éoliens est entièrement financée.

En plus du financement à long terme de 560 000 000 $, des prêts courants, y compris un crédit-relais et des facilités de lettres de crédit, totalisant 165 000 000 $ ont été conclus, permettant de financer certains coûts encourus pendant la construction remboursables par Hydro-Québec et afin d'émettre diverses lettres de crédit, portant le financement total à 725 000 000 $.

Après la clôture du financement, la Coentreprise a conclu des opérations de swap de taux d'intérêt afin d'établir le taux de financement pour une portion significative du projet sur la durée prévue du financement sous-jacent. Le montant nominal total des transactions est de 505 256 000 $ et les taux varient de 3,18 % à 3,22 %.

Note 11.

Autres actifs non courants

	Note	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	a)	10 947	16 410	19 022
Fonds de réserve	b)	3 169	3 146	2 647
Investissements nets dans des contrats de location-financement	c)	-	11 854	15 146
Autres		120	-	-
		14 236	31 410	36 815

Notes :

a) Les *Crédits d'impôts pour énergie renouvelable* représentent les crédits d'impôts gagnés par la Société aux États-Unis et seront utilisés à l'encontre des sommes d'impôts à payer dans le futur par la Société dans ce pays. Les prévisions financières démontrent que le montant comptabilisé pourra être réalisé d'ici les échéances, soit de 2025 à 2029. Ces crédits d'impôts 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 1er 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.

b) Les *Fonds de réserve* sont composés majoritairement de réserves pour service des emprunts non courants. Ces réserves garantissent des financements en France, aux États-Unis et au Canada et représentent de trois à neuf mois de service des emprunts selon le projet. Le montant de ces réserves s'élève à 2 626 000 $ (1 142 000 € et 1 100 000 $US). Une réserve pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles s'élève à 305 000 $ (300 000 $US).

c) Les *Investissements nets dans des contrats de location-financement* ont été cédés lors de la vente de centrales américaines alimentées en résidus de bois (note 23).

Note 12.

Fournisseurs et autres créditeurs

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Fournisseurs	6 193	28 500	12 830
Créditeurs de parties liées (note 30)	1 250	793	1 532
Frais courus	11 570	18 094	6 045
Revenus reportés	136	243	126
Autres créditeurs	15 060	11 928	11 265
	34 209	59 558	31 798

Note 13.

Emprunts non courants

	Note	Échéance	Taux [1]	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Convention cadre (France) – parcs éoliens	a)	2017-2022	5,01	175 075	192 079	140 327
Prêt à terme (France) – parc éolien de Nibas	b)	2016	5,00	6 350	7 580	9 790
Crédits-baux (France)	c)	2012-2015	4,87	4 580	7 079	10 585
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	d)	2024	6,55	10 722	9 000	14 000
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	e)	2031	7,05	179 628	184 665	47 700
Billets canadiens de premier rang garantis	f)	2014	6,63	37 141	38 328	-
Billets américains de premier rang garantis	f)	2013	6,23	76 597	76 646	-
Prêt à terme (France) – parc solaire	g)	2025-2028	3,81	20 065	3 205	-
Prêt à terme – centrale de Stratton		-	-	-	-	1 985
Prêt à terme (France) – parc éolien de Bel Air		-	-	-	-	8 986
Autres dettes		-	-	4 915	4 068	2 814
				515 073	522 650	236 187
Part à moins d'un an des emprunts				(26 659)	(34 033)	(24 273)
Coût d'emprunt, net de l'amortissement cumulé				(8 889)	(9 071)	(5 798)
				479 525	479 546	206 116

[1] Taux moyens pondérés, ajustés pour tenir compte de l'effet des swaps de taux d'intérêt, s'il y a lieu.

a) La convention cadre regroupe le financement de plusieurs parcs 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 2011, le solde de la Sénior était de 162 641 000 $ (123 278 000 €) (133 781 000 € au 31 décembre 2010 et 87 691 000 € au 1er janvier 2010), tandis que le solde de la Junior était de 12 434 000 $ (9 425 000 €) (10 432 000 € au 31 décembre 2010 et 5 860 000 € au 1er janvier 2010). À cette même date, des lettres de crédit d'un montant de 13 185 000 $ (9 994 000 €) ont été émises afin de couvrir les différentes réserves exigées en vertu de la convention cadre. Les taux d'intérêt de la portion Sénior et la portion Junior sont variables et basés 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 commerciale propre à chaque projet. En ce qui concerne les disponibilités additionnelles de financement qu'offrait 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 2011, le solde était de 4 813 000 € (5 691 000 € au 31 décembre 2010 et 6 527 000 € au 1er janvier 2010). La totalité des actifs du parc éolien de Nibas est donnée en garantie de ce prêt.

c) Les crédits-baux sont constitués de contrats de location-financement portant sur des actifs situés en France. Le solde de ces crédits était de 3 471 000 € au 31 décembre 2011 (5 315 000 € au 31 décembre 2010 et 7 056 000 € au 1er janvier 2010). 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 9 201 000 € (12 139 000 $) au 31 décembre 2011 (10 526 000 € au 31 décembre 2010 et 11 895 000 € au 1er janvier 2010).

   Les échéances des obligations découlant de contrats de location-financement sont :

	2011	2010
Paiement minimaux au titre de location		
Part à moins d'un an	1 775	2 755
Part de 1 à 5 ans	3 284	5 108
Part à plus de cinq ans	-	-
Intérêts compris dans les paiements minimaux	479	783
Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de location		
Part à moins d'un an	1 693	2 627
Part de 1 à 5 ans	2 893	4 486
Part à plus de cinq ans	-	-

d) Le 31 mars 2011, la Société a conclu une convention de crédit relativement à sa centrale hydroélectrique située en Colombie-Britannique (« Ocean Falls »). Cette convention de crédit d'une durée de 13 ans et d'un montant de 11 000 000 $ est garantie par la totalité des actifs de la centrale d'Ocean Falls, sans recours à Boralex. La convention de crédit est remboursable par anticipation, sous réserve du paiement d'une prime calculée, en date du remboursement, comme étant la différence, s'il y a lieu, entre le solde de la dette et les flux monétaires futurs actualisés selon le taux des obligations du Canada d'une durée moyenne similaire plus 0,5 %. Le 1er avril 2011, la Société a remboursé le solde du prêt initial de 9 000 000 $ tel que prévu selon les modalités de l'entente.

e) Le 15 mars 2010, Boralex a conclu un financement pour son parc éolien de Thames River, Ontario. 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 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 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 écrous sont libérées au fur et à mesure que Boralex engage ses coûts de construction. Au 31 décembre 2011, les sommes sous écrou étaient de 252 000 $. Boralex effectue des remboursements trimestriels en principal et intérêts. 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 le 15 mars 2013, 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 financement.

f) Les billets canadiens et américains sont nantis par la totalité des actifs des dix centrales achetées du 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 (305 000 $), 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 (1 119 000 $). Au 31 décembre 2011, les dépôts en fiducie sont de 1 574 000 $US (1 601 000 $).

g) Ce prêt, garanti par les actifs du parc solaire en Europe, se compose d'un montant de 2 609 000 € tiré sur un financement total de 3 000 000 € sur 15 ans, d'un montant de 10 000 000 € sur 18 ans et d'un montant de 2 600 000 € tiré sur un financement TVA (rotatif). 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 pour les années 11 à 18 et couvre 80 % de la dette durant cette période.

L'amortissement des charges financières s'élève à 2 085 000 $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 (3 848 000 $ en 2010) et est comptabilisé sous le poste *Charges financières*.

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.

Crédit rotatif

Le 1er novembre 2010, Boralex a négocié une nouvelle facilité de crédit rotatif de remplacement d'un montant de 40 000 000 $ et d'une durée de trois ans. Le 6 mai 2011, cette facilité a été augmentée de 20 000 000 $ pour un montant total autorisé de 60 000 000 $. Toutefois, le montant total des avances monétaires est limité à 40 000 000 $. Pour les tirages en $US, la formule de taux d'intérêts utilise comme base le LIBOR ou le taux préférentiel américain ajusté d'une marge, alors que celle des tirages en $CA est basée sur les taux des Acceptations bancaires canadiennes ou sur le taux préférentiel canadien ajustés de leur marge respective. Cette facilité est garantie par les actifs de Boralex ainsi que ses investissements dans ses activités américaines. Au 31 décembre 2011, un montant total de 6 289 000 $ était émis au titre de lettres de crédit.

Swaps de taux d'intérêts

La facilité de crédit rotatif, la convention cadre, le prêt à terme sur le parc solaire 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 91 % 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 3,30 % 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 36 % à 4 %.

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 courant, l'entretien des équipements et les impôts sur le bénéfice à différents moments sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2011, un montant de 3 169 000 $ (3 146 000 $ au 31 décembre 2010) était maintenu dans des comptes de réserve à cette fin. Ces montants sont inclus sous le poste *Autres actifs non courants* dans l'état consolidé de la situation financière de la Société.

La convention de crédit du parc éolien Thames River comporte certaines clauses restrictives typiques au financement du parc éolien. Entre 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.

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 (407 000 $), 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 2011, Boralex a respecté l'ensemble de ses ratios financiers.

Paiements minimums futurs

Le montant global estimatif du remboursement des emprunts non courants sont les suivants :

Part à moins d'un an	26 659
Part de 1 à 5 ans	211 858
Part à plus de cinq ans	277 468

Note 14.

Débentures convertibles

Le 15 septembre 2010, la Société a clôturé un financement par voie d'acquisition ferme de débentures subordonnées, non garanties, convertibles et prorogeables 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 $.

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 5). 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 31 décembre 2010, la valeur totale des débentures émises était de 245 150 000 $, dont 19 537 000 $ (avant impôts) a été attribuée à la portion équité.

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. La composante dette, représentant la valeur attribuée au passif à la date de création, est comptabilisée à titre de passif non courant. 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.

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.

Chaque débenture pourra être convertie au gré de son porteur en actions ordinaires 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 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.

La valeur des débentures convertibles s'établit comme suit :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Solde au début de l'exercice	220 824	-	-
Émission de débentures	-	245 150	-
Conversion de débentures	(258)	(26)	-
Composante équité des débentures convertibles[1]	-	(19 537)	-
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles	-	(5 305)	-
Amortissement des frais reliés à l'émission des débentures	464	131	-
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles à 8,50 %	2 317	411	-
Solde à la fin de l'exercice	223 347	220 824	-

[1] Excluant l'impact des impôts futurs de 5 158 000 $ (5 049 000 $ au 31 décembre 2010).

Au 31 décembre 2011, Boralex avait 2 448 658 débentures convertibles émises et en circulation d'une valeur nominale de 100 $ (2 451 244 au 31 décembre 2010).

Note 15.

Impôts

L'analyse du recouvrement d'impôts sur le résultat est la suivante :

	2011	2010
Impôts exigibles	4 774	1 105
Impôts différés	(7 085)	(39 121)
	(2 311)	(38 016)

Le rapprochement du recouvrement d'impôts sur le résultat des activités poursuivies, calculés à partir des taux d'imposition statutaires prévalant au Canada, avec le recouvrement d'impôts sur le résultat figurant dans les états financiers se détaille comme suit :

	2011	2010
Résultat net des activités poursuivies avant impôts	(5 296)	(14 401)
Taux combiné d'imposition de base du Canada et des provinces	28,34 %	30,00 %
Recouvrement d'impôts sur le résultat selon le taux statutaire	(1 501)	(4 320)
Augmentation (Diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Recouvrement d'impôts différés suite aux changements de statut du Fonds	-	(23 158)
Renversement d'impôts différés liés à la prise de contrôle du Fonds	-	(12 750)
Éléments non imposables/non déductibles	(2 318)	(122)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	2 551	421
Écart de la variation des taux d'impôts sur des éléments spécifiques	(79)	2 923
Variation de la provision pour moins-value	(452)	(915)
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts différés et exigibles	(553)	-
Autres	41	(95)
Recouvrement d'impôts effectif	(2 311)	(38 016)

La variation du taux effectif d'impôts s'explique principalement par la combinaison des facteurs suivants :

- Les croissances inégales des résultats des filiales qui sont imposées à des taux différents les unes des autres ; et
- La mise à jour des impôts différés liée aux changements de taux des juridictions concernées.

La variation des impôts différés par nature se présente comme suit :

	Au 1er janvier 2011	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Comptabilisé aux résultats des activités abandonnées	Au 31 décembre 2011
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	53 822	-	9 987	(2 086)	61 723
Instruments financiers	(1 679)	17 450	1 162	-	16 933
Provisions	2 129	-	71	-	2 200
Participation dans la Coentreprise	-	-	154	-	154
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(120 274)	-	(2 991)	19 622	(103 643)
Écart de change	-	(1 647)	-	-	(1 647)
Frais de financement et autres	(453)	-	(1 298)	-	(1 751)
Total passifs d'impôts différés	(66 455)	15 803	7 085	17 536	(26 031)

	Au 1er janvier 2010	Répartition du prix d'achat	Composante équité des débentures convertibles	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Comptabilisé aux résultats des activités abandonnées	Au 31 décembre 2010
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	50 154	-	-	-	3 668	-	53 822
Instruments financiers	(2 465)	(129)	-	(2 756)	3 671	-	(1 679)
Provisions	620	1 349	-	-	160	-	2 129
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(63 663)	(72 055)	-	-	13 992	1 452	(120 274)
Placements dans le Fonds	(17 832)	(5 304)	5 049		17 634	-	(453)
Autres	5	-	-	-	(5)	-	-
Total passifs d'impôts différés	(33 181)	(76 139)	5 049	(2 756)	39 120	1 452	(66 455)

Les différences temporelles déductibles, pertes fiscales et crédits d'impôts non utilisés ont été comptabilisés à l'actif d'impôts différés dans l'état de la situation financière compte tenu de la suffisance des résultats imposables futurs prévus.

La Société et ses filiales, en particulier les filiales françaises, ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 196 716 000 $, lesquelles peuvent être reportées et portées en diminution du revenu imposable des exercices à venir. Ces pertes fiscales ont été réalisées en raison de l'amortissement fiscal accéléré des actifs des parcs éoliens situés en France. L'avantage fiscal découlant du report de ces pertes a été comptabilisé à titre d'actif d'impôts différés. Les pertes fiscales à reporter pourront être réclamées au cours des exercices futurs en fonction des échéances suivantes :

2028	2029	2030	2031	Illimité	Total
107	3 225	8 267	12 425	172 692	196 716

Note 16.

Capital-actions et surplus d'apport

Le capital-actions de Boralex consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires de catégorie A et en un nombre illimité d'actions privilégiés dont aucune n'a été émise au 31 décembre 2011. Les actions de catégorie A sont des actions sans valeur nominale conférant à chacun de leurs détenteurs le droit de voter à toute assemblée des actionnaires, de recevoir tout dividende déclaré par la Société à leur égard et de se partager le reliquat des biens lors de la dissolution de la Société. Les actions privilégiés sont sans valeur nominale et ont été créées afin d'offrir une souplesse additionnelle à la Société en vue de financements futurs, d'acquisitions stratégiques et d'autres opérations. Elles peuvent être émises en séries et chaque série comportera le nombre d'actions déterminé par le conseil d'administration avant une telle émission.

Le capital-actions de la Société a évolué de la manière suivante entre le 1er janvier 2010 et le 31 décembre 2011 :

		Capital-actions		Surplus d'apport
	Note	Nombre d'actions	Montant	Montant
Solde au 1er janvier 2010		37 740 921	222 694	4 290
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	a)	2 048	26	-
Levée d'options d'achat d'actions	c)	22 170	133	-
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice		-	-	738
Solde au 31 décembre 2010		37 765 139	222 853	5 028
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	a)	20 688	258	-
Rachat d'actions	b)	(59 400)	(353)	-
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	c)	-	-	1 078
Solde au 31 décembre 2011		37 726 427	222 758	6 106

a) Chaque débenture peut être convertie au gré de son porteur en actions ordinaires de catégorie A de Boralex à quelque moment que ce soit selon les termes et conditions décrits à la note 14. Certains détenteurs ont choisi cette option et ont converti 2 586 débentures pour une valeur de 258 000 $ en échange de 20 688 actions (256 débentures pour une valeur de 26 000 $ en échange de 2 048 actions en 2010).

b) Le 4 novembre 2011, Boralex a annoncé son intention d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l' « Offre »). Dans le cadre de l'Offre d'une durée de 12 mois, débutant le 8 novembre 2011 et se terminant le 7 novembre 2012, Boralex peut racheter jusqu'à concurrence de 250 000 actions de catégorie A, soit environ 0,66 % des 37 725 787 actions de catégorie A de Boralex émises et en circulation au 31 octobre 2011. Tous les rachats seront effectués par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto et les actions rachetées seront annulées. En date du 9 mars 2012, Boralex n'a racheté aucune action de catégorie A en vertu de l'Offre.

   Boralex estime que l'Offre lui donnera la possibilité de racheter des actions pour contrebalancer, par exemple, 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 cet avis d'intention ne reflète pas toujours la valeur desdites actions et que le rachat constitue une excellente occasion d'augmenter la valeur pour les actionnaires.

   Rappelons qu'en 2010, Boralex avait 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 1er septembre 2010 au 31 août 2011, Boralex pouvait 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. Boralex n'a racheté aucune action de catégorie A en vertu de cette Offre. Au 31 décembre 2011, 59 400 actions ont été rachetées par la Société en vertu de cette Offre.

c) La Société a un régime d'options d'achat d'actions tel que présenté à la note 17.

Note 17.

Rémunération à base d'actions

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 3 500 000 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. Ce régime est déterminé comme étant réglé en instruments de capitaux propres.

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

	2011		2010	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
En circulation au début de l'exercice	1 547 696	9,17	1 337 610	9,11
Attribuées	257 149	8,50	232 256	9,20
Exercées	-	-	(22 170)	6,00
En circulation à la fin de l'exercice	1 804 845	9,07	1 547 696	9,17
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	850 380	8,68	879 077	9,13

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2011 :

	Options en circulation		Options pouvant être levées		
Accordées en	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	151 745	13,30	2017
2008	133 266	17,29	-	-	2018
2009	331 794	7,14	-	-	2019
2010	232 256	9,20	-	-	2020
2011	257 149	8,50	-	-	2021
	1 804 845	9,07	850 380	8,68	

La juste valeur de chaque option attribuée a été établie avec le modèle Black-Scholes. Les hypothèses utilisées pour ces calculs des justes valeurs des options sont détaillées ci-dessous :

	2011	2010
Prix des actions à la date d'attribution	8,58	9,84
Prix de levée	8,50	9,20
Dividende annuel prévu	0,00 %	0,00 %
Durée de vie prévue	7 ans	7 ans
Volatilité prévue	42,93 %	38,37 %
Taux d'intérêt sans risque	3,64 %	3,83 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	4,33	4,12

La détermination de l'hypothèse de volatilité est basée sur une analyse de volatilité historique sur une période égale à la durée de vie des options.

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 postes *Administration* et au *Surplus d'apport*. Une charge de rémunération de 1 078 000 $ a été comptabilisée pour l'exercice 2011 (738 000 $ en 2010) relativement aux régimes d'options d'achat d'actions.

Note 18.

Autres éléments du résultat global

Au 31 décembre
2011

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie – Couverture taux d'intérêt	Couvertures de flux de trésorerie – Couverture commodités	Couvertures de flux de trésorerie – Couverture devises	Couvertures de flux de trésorerie – Coentreprise	Actif financier disponible à la vente	Activités abandonnées	Total
Solde au début de la période	(14 533)	(9 853)	(828)	(785)	-	(727)	2 021	(24 705)
Variation de la juste valeur	5 835	(47 524)	(6 763)	339	(13 461)	(278)	(1 883)	(63 735)
Reclassements au résultat net	-	3 718	2 427	(105)	-	(624)	(1 170)	4 246
Reclassements à l'état de la situation financière	-	-	-	198	-	-	-	198
Impôts	-	12 220	1 132	53	3 579	-	1 032	18 016
Solde à la fin de la période	(8 698)	(41 439)	(4 032)	(300)	(9 882)	(1 629)	-	(65 980)

Au 31 décembre
2010

	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie – Couverture taux d'intérêt	Couvertures de flux de trésorerie – Couverture commodités	Couvertures de flux de trésorerie – Couverture devises	Actif financier disponible à la vente	Activités abandonnées	Total
Solde au début de la période	-	(6 720)	-	(643)	-	5 019	(2 344)
Variation de la juste valeur	(14 354)	(7 919)	(1 133)	(5 418)	(727)	3 442	(26 109)
Reclassements au résultat net	-	3 415	(22)	(509)	-	(8 438)	(5 554)
Reclassements à l'état de la situation financière	-	-	-	5 652	-	-	5 652
Impôts	(179)	1 371	327	133	-	1 998	3 650
Solde à la fin de la période	(14 533)	(9 853)	(828)	(785)	(727)	2 021	(24 705)

Note 19.

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 *Résultats non distribués*.

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 détenue 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 *Résultats non distribués*.

Note 20.

Charges par nature

Charges d'exploitation

	2011	2010
Matières premières et matières consommables	32 800	17 595
Entretien et réparation	11 734	7 617
Salaires (a)	9 800	5 042
Taxes immobilières et scolaires	3 121	2 005
Contrats et permis	6 191	3 402
Assurances	1 779	1 178
Autres charges	7 613	5 332
	73 038	42 171

(a) Salaires – opération

	2011	2010
Salaires	9 009	4 453
Coûts de sécurité sociale de l'employeur	147	74
Autres coûts relatifs aux avantages du personnel	644	515
	9 800	5 042

Administration

	2011	2010
Salaires (b)	7 063	5 954
Honoraires professionnels	4 708	5 101
Taxes sur le capital et taxes professionnelles	2 444	1 451
Frais de bureau	1 536	1 200
Télécommunication et technologie de l'information	761	607
Publicité et dons	433	386
Autres charges	293	327
	17 238	15 026

(b) Salaires – administration

	2011	2010
Salaires	5 001	4 594
Coûts de sécurité sociale de l'employeur	28	57
Autres coûts relatifs aux avantages du personnel	956	564
Options sur actions attribuées aux administrateurs et aux employés	1 078	739
	7 063	5 954

Note 21.

Autres gains

	Note	2011	2010
Gain sur vente d'actions	a)	(585)	-
Gain sur cession du projet éolien Merlin-Buxton	b)	(1 792)	-
Gain sur cession d'actifs à la Coentreprise	c)	(582)	-
Gain sur vente d'une filiale	d)	-	(774)
		(2 959)	(774)

Notes :

a) Le 1er février 2011, Boralex a disposé, au prix unitaire de 26,50 $, de 784 796 actions ordinaires d'AbitibiBowater, maintenant connu sous le nom de Produits Forestiers Résolu (« Résolu ») que cette dernière lui avait octroyées à la fin de 2010 à titre de compensation liée au règlement partiel d'une créance d'environ 83 000 000 $ due par ABI à Boralex, telle que négociée dans le cadre du C-36 d'ABI. La vente desdites actions sur le marché a généré un produit de disposition net de 20 758 000 $ et un gain sur disposition de 585 000 $. Au 31 décembre 2011, Boralex détient 148 780 actions évaluées à 14,84 $.

b) Le 31 mars 2011, la Société a disposé du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario, dont la Société avait acquis les droits en 2008. Cette décision a été prise compte tenu du potentiel limité de ce projet pour la Société. La transaction a généré un produit de disposition net de 4 200 000 $, dont 2 050 000 $ ont été encaissés en date du 31 décembre 2011, résultant en un gain de 1 792 000 $.

c) Le 15 septembre 2011, la Société a cédé à la Coentreprise des actifs d'une valeur de 7 060 000 $, dont 6 012 000 $ en apport de capital, et a reçu en contrepartie des unités de cette Coentreprise. La valeur des unités reçues est de 8 223 000 $ soit une valeur supérieure aux actifs cédés. La moitié de cet écart, soit la portion de Boralex, a été comptabilisé en réduction du placement et l'autre portion soit 582 000 $ comme un gain aux résultats.

d) 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 €). Cette opération a entraîné la constatation d'un gain de 774 000 $, calculé comme l'écart entre la valeur nette de la filiale vendue de 104 000 $ et la contrepartie nette reçue de 878 000 $.

Note 22.

Charges financières

	Note	2011	2010
Intérêts sur les emprunts non courants, net de l'effet des swaps de taux d'intérêts	a)	31 649	23 902
Intérêts sur les débentures convertibles		18 853	4 938
Intérêts et autres intérêts créditeurs		(3 060)	(1 368)
Amortissement des coûts d'emprunt		2 085	3 848
Autres intérêts et frais bancaires		996	862
		50 523	32 182
Intérêts capitalisés aux actifs qualifiés	b)	(859)	(8 332)
		49 664	23 850

Note :

a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-financement a été de 309 000 $ pour l'exercice de 2011 (453 000 $ en 2010).

b) Le taux de capitalisation moyen pondéré sur les fonds empruntés inclus au coût des actifs qualifiés s'établit à 3,62 % par année (6,22 % par année en 2010).

Note 23.

Activités abandonnées

Le 20 décembre 2011, Boralex a conclu la vente de centrales thermiques américaines alimentées aux résidus de bois d'une puissance installée totalisant 186 MW*, pour une contrepartie de 89 428 000 $ (86 798 000 $ US) à laquelle s'ajoutera le produit de la vente des RECs produits par ces centrales au cours de l'exercice 2011, d'une valeur d'environ 5 085 000 $ (5 000 000 $ US). De plus, selon les conditions de la transaction, Boralex encaissera 50 % du montant des ventes de RECs excédant un prix de seuil défini, pour les années 2012, 2013 et 2014 inclusivement.

Le détail des actifs et passifs cédés et du calcul de la perte sur cession des actifs se détaillent comme suit pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 :

Fonds de roulement	7 519
Immobilisations corporelles	79 796
Valeur nette des actifs cédés	87 315
Contrepartie reçue, net des frais de transaction de 2 364 000 $	87 064
Perte sur cession des actifs	(251)

Le tableau suivant présente le détail du résultat net des activités abandonnées :

	2011	2010
Produits de la vente d'énergie	61 526	100 052
Charges	59 327	83 588
Résultat d'exploitation avant impôts des activités abandonnées	2 199	16 464
Charge d'impôts sur le résultat	54	4 806
Résultat net d'opérations	2 145	11 658
Perte sur cession des actifs	(251)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat attribuable à la cession des actifs	(3 595)	-
Gain net sur cession des actifs	3 344	-
Résultat net des activités abandonnées	5 489	11 658

Les flux de trésorerie liés aux activités abandonnées sont présentés ci-après :

	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux activités opérationnelles	8 251	31 822
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(545)	(344)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	-	(799)
Contrepartie reçue lors de la cession, déduction faite des frais de transaction	87 064	-
Trésorerie des activités abandonnées, incluant le produit de cession	94 770	30 679

* *non audité*

Note 24.

Résultat net par action

a) Résultat net par action de base

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	2011	2010
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	2 883	35 072
Moins :		
Résultat net des activités abandonnées, de base	5 489	11 658
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	(2 606)	23 414
Nombre moyen pondéré d'actions	37 752 670	37 741 916
Résultat net par action des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	(0,07) $	0,62 $
Résultat net par action des activités abandonnées, de base	0,15 $	0,31 $
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	0,08 $	0,93 $

b) Résultat net par action dilué

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	2011	2010
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	2 883	35 072
Moins :		
Résultat net des activités abandonnées, dilué	5 489	11 658
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	(2 606)	23 414
Nombre moyen pondéré d'actions	37 752 670	37 741 916
Effet de dilution des options d'achat d'actions	68 018	118 176
Nombre moyen pondéré d'actions dilué	37 820 688	37 860 092
Résultat net par action des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	(0,07) $	0,62 $
Résultat net par action des activités abandonnées, dilué	0,15 $	0,31 $
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	0,08 $	0,93 $

Le tableau ci-dessous présente des éléments qui pourraient diluer le résultat net de base par action ordinaire dans le futur, mais qui n'ont pas été prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action ordinaire en raison de leur effet anti-dilutif :

	2011	2010
Débentures convertibles exclues en raison de leur effet anti-dilutif	19 589 264	5 181 823
Options d'achat d'actions exclues en raison de leur effet anti-dilutif	1 088 871	813 701

Note 25.

Variation des éléments hors caisse liés aux activités opérationnelles

	2011	2010
Diminution (augmentation) des :		
Clients et autres débiteurs	31 626	(23 560)
Stocks	853	(828)
Frais payés d'avance	(241)	258
Augmentation (diminution) des :		
Fournisseurs et autres créditeurs	(20 347)	23 517
	11 891	(613)

Note 26.

Instruments financiers

Le classement des instruments financiers aux 31 décembre 2011 et 2010 et au 1er janvier 2010 ainsi que leur valeur comptable et leur juste valeur respectives se présentent comme suit :

	Au 31 décembre 2011		Au 31 décembre 2010		Au 1er janvier 2010	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
AUTRES PASSIFS FINANCIERS						
Emprunts non courants	515 073	538 834	522 650	535 890	236 187	236 247
Débentures convertibles	244 865	253 435	245 124	251 752	-	-

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie aux 31 décembre 2011 et 2010 et au 1er janvier 2010 se détaillent comme suit :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
AUTRES ACTIFS FINANCIERS COURANTS			
Contrats de change à terme	-	104	-
Swaps financiers de prix d'électricité	-	665	-
	-	769	-
AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS			
Contrats de change à terme	-	-	422
Contrats à terme de taux d'intérêt	-	-	1 092
Swaps financiers de prix d'électricité	-	-	5 783
	-	-	7 297
AUTRES PASSIFS FINANCIERS COURANTS			
Contrats de change à terme	-	183	-
Swaps financiers de commodités	6 780	-	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	22 977	-	-
	29 757	183	-
AUTRES PASSIFS FINANCIERS NON COURANTS			
Contrats de change à terme	-	-	896
Swaps financiers de commodités	-	2 632	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	14 273	8 202	6 749
	14 273	10 834	7 645

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 clients et autres débiteurs, les fonds de réserve, les emprunts et découverts bancaires et les fournisseurs et autres créditeurs est comparable à leur valeur comptable en raison de leur échéance courante.

La juste valeur des emprunts non courants 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 2011.

Au 31 décembre 2011	Échéance	Taux[1]	Taux d'actualisation	Juste valeur
Convention cadre (France) – parcs éoliens	2017-2022	5,01	5,01	175 075
Prêt à terme (France) – parc éolien de Nibas	2016	5,00	3,99	6 175
Crédits-baux (France)	2012-2015	4,87	3,90	4 426
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	2024	6,55	4,79	11 916
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	2031	7,05	5,77	201 527
Billets canadiens de premier rang garantis	2014	6,63	3,55	38 717
Billets américains de premier rang garantis	2013	6,23	3,39	75 534
Prêt à terme (France) – parc solaire	2025-2078	3,81	3,03	20 638
Autres dettes	-	-	-	4 826
Débentures convertibles	2017	6,75	-	253 435

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

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 la Société en vertu des swaps financiers de commodités au 31 décembre 2011 :

	Échéance	Notionnel actuel	Prix fixé	Juste valeur
Swaps financiers de commodités - gaz naturel	30 novembre 2012	2 345 000 gigajoules	5,165	(5 629)
Swaps financiers de commodités - huile	30 novembre 2012	77 000 barils	79,50	(1 151)

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 la Société ou de la contrepartie, selon le cas.

Le tableau ci-dessous résume les engagements de la Société en vertu des swaps financiers de taux d'intérêt au 31 décembre 2011 :

	Devise	Taux payeur fixe	Taux receveur variable	Échéance	Notionnel actuel	Juste valeur
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euros	3,295 % à 5,155 %	Euribor 6 mois	2015 - 2028	127 865	(14 273)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	4,59 % à 4,64 %	Cdor 3 mois	2031	125 000	(22 977)

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 à l'état de la situation financière 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 swaps financiers de taux d'intérêt et les swaps financiers de commodités, 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.

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.

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

	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :			
	Au 31 décembre 2011	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
ACTIFS FINANCIERS				
Actif financier disponible à la vente	2 208	2 208	-	-
	2 208	2 208	-	-
PASSIFS FINANCIERS				
Swaps financiers de commodités	6 780	-	6 780	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	37 250	-	37 250	-
	44 030	-	44 030	-

	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :			
	Au 31 décembre 2010	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
ACTIFS FINANCIERS				
Actif financier disponible à la vente	23 251	23 251	-	-
Contrats de change à terme	104	-	104	-
Swaps financiers de prix d'électricité	665	-	-	665
	24 020	23 251	104	665
PASSIFS FINANCIERS				
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	-
	11 017	-	11 017	-

	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :			
	Au 1er janvier 2010	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
ACTIFS FINANCIERS				
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
	7 297	-	1 514	5 783
PASSIFS FINANCIERS				
Contrats de change à terme	896	-	896	-
Swaps financiers de taux d'intérêt	6 749	-	6 749	-
	7 645	-	7 645	-

Note 27.

Risques 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.

Étant donné 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.

Le 31 décembre 2011, 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 résultat net de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 aurait respectivement été supérieur ou inférieur de 755 000 $ (537 000 $ en 2010), alors que les *Autres éléments du résultat global* auraient respectivement été supérieurs ou inférieurs de 4 373 000 $, nets des impôts (7 009 000 $ en 2010).

Risque de prix

Dans le Nord-Est des États-Unis, une 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 et le prix des autres sources d'énergie. Par conséquent, le prix pourrait être trop bas pour que les centrales génèrent un profit d'exploitation.

Au 31 décembre 2011, 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 alors seulement 4 % de la puissance installée de Boralex est assujettie à ce risque.

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 1er novembre 2011 au 30 novembre 2012 et couvre environ 90 % des achats de gaz naturel de la centrale durant cette période, soit 2 345 000 gigajoules à 5,165 $. Au 31 décembre 2011, la juste valeur défavorable de ce swap financier de commodité s'élevait à 5 629 000 $ 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 1er 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 durant cette période, soit 77 000 barils. Ce contrat couvre environ 50 % du prix de vente total de la vapeur. Au 31 décembre 2011, la juste valeur défavorable de ce swap financier de commodité s'élevait à 1 151 000 $ et il a été désigné à titre de couverture des flux monétaires variables liés aux livraisons futures de vapeur.

Le 31 décembre 2011, 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 résultat net de la Société pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011 aurait été respectivement supérieur ou inférieur de 603 000 $ (853 000 $ en 2010), alors que les *Autres éléments du résultat global* auraient respectivement été inférieurs ou supérieurs de 131 000 $, nets des impôts (124 000 $ en 2010).

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 36 % à 4 %.

Au 31 décembre 2011, le solde notionnel de ces swaps est de 168 692 000 $ (127 865 000 €) (181 570 000 $ en 2010 (136 324 000 €)) et leur juste valeur défavorable s'établit à 14 273 000 $ (10 819 000 €) (8 202 000 $ en 2010 (6 158 000 €)). 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 global* jusqu'à ce que l'élément couvert correspondant soit constaté aux résultats. Ils sont alors comptabilisés aux résultats en ajustement au poste *Charges financières*. La Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois une dépense approximative de 1 296 000 $ avant impôts (4 734 000 $ en 2010) sera ainsi reclassée des *Autres éléments du résultat global* vers les résultats.

Les projets éoliens situés sur La Côte-de-Beaupré et dans la municipalité de Témiscouata, que la Société entend construire au cours des années 2013 à 2015, sont aussi une source d'exposition au risque de taux d'intérêt. Au 31 décembre 2011, aux fins d'atténuer les effets de la variation des taux futurs, la Société détient deux swaps financiers de taux d'intérêts qui ont été désignés en relation de couverture des flux variables d'intérêts associés aux programmes de financement anticipés. Ces instruments avaient préalablement été désignés en relation de couverture des flux d'intérêts variables reliés au projet de la Seigneurie de Beaupré. Lors de la clôture de ce financement, en novembre 2011, cette relation de couverture a cessé et les swaps financiers ont été redésignés. La perte non réalisée de 34 199 000 $ qui avait alors été cumulée dans les *Autres éléments du résultat global*, sera comptabilisée en résultat net sur la durée du financement des parcs éoliens de la Coentreprise. Les variations subséquentes de la juste valeur de ces instruments seront cumulées dans les *Autres éléments du résultat global* jusqu'à la date où la Société conclura les financements des projets ci-haut mentionné. Au 31 décembre 2011, le solde notionnel de ces swaps est de 125 000 000 $ et leur juste valeur défavorable s'établit à 22 977 000 $.

Le 31 décembre 2011, 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 résultat net de la Société pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2011 aurait été respectivement inférieur ou supérieur de 50 000 $ (31 000 $ en 2010) tandis que les *Autres éléments du résultat global* auraient été supérieurs ou inférieurs de 1 707 000 $, nets des impôts (1 458 000 $ en 2010).

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 Canada 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 la Société fait partie du secteur privé, ce qui représente un risque plus élevé. Le marché américain est plus dérèglementé. Une part des transactions est faite par l'entremise d'un regroupement régional de producteurs, le NYISO pour l'État de New York ; ce regroupement a 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 ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie et l'encaisse affectée, 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.

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 2011, la Société possédait également une facilité rotative d'un montant autorisé de 60 000 000 $ sur laquelle des lettres de crédit d'un montant total de 6 289 000 $ étaient émises.

Les tableaux qui suivent présentent les échéances contractuelles des passifs financiers et instruments financiers dérivés aux 31 décembre 2011 et 2010 et au 1er janvier 2010 :

		Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)				
Au 31 décembre 2011	Valeur comptable	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés :						
Fournisseurs et autres créditeurs	34 209	34 209	-	-	-	34 209
Emprunts non courants	515 073	53 457	123 197	173 499	377 651	727 804
Débentures convertibles	244 866	16 529	16 529	49 587	8 264	90 909
Instruments financiers dérivés :						
Swaps financiers de commodités	6 780	6 963	-	-	-	6 963
Swaps financiers de taux d'intérêt	37 250	3 211	5 724	19 040	17 034	45 009
	838 178	114 369	145 450	242 126	402 949	904 894

		Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)				
Au 31 décembre 2010	Valeur comptable	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés :						
Emprunts et découvert bancaire	195	195	-	-	-	195
Fournisseurs et autres créditeurs	59 558	59 558	-	-	-	59 558
Emprunts non courants	522 650	60 203	51 107	241 132	402 547	754 989
Débentures convertibles	245 124	16 546	16 546	49 638	24 818	107 548
Instruments financiers dérivés :						
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
	838 544	141 518	73 715	294 473	426 099	935 805

		Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)				
Au 1er janvier 2010	Valeur comptable	Moins d'un an	Entre un et deux ans	Entre deux et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés :						
Emprunts et découvert bancaire	12 291	12 291	-	-	-	12 291
Fournisseurs et autres créditeurs	31 798	31 798	-	-	-	31 798
Emprunts non courants	236 187	34 090	45 147	146 461	206 772	432 470
Instruments financiers dérivés :						
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
	287 921	84 122	48 833	148 567	203 028	484 550

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 de l'état de la situation financière. 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 28.

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 telles que les fonds générés par l'exploitation, les emprunts, des instruments hybrides tels que des débentures 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 ses 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 non courants. Plus précisément, la Société doit maintenir des ratios de couverture d'emprunt, du service de la dette, et des intérêts par rapport à des mesures définies dans les ententes de crédit respectives.

Aux 31 décembre 2011 et 2010 et au 1er janvier 2010, la Société respectait ses engagements par rapport aux ratios minimum. La Société n'est assujettie à aucune exigence en matière de capital imposé par un organisme de réglementation.

Les objectifs de gestion du capital sont demeurés inchangés comparativement à l'exercice précédent. La Société s'appuie principalement sur le coefficient d'endettement net pour la gestion globale de son capital. 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 futurs de financement en relation avec ses plans stratégiques de développement des affaires.

Pour les fins du calcul, l'endettement net se définit comme suit :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Emprunts non courants	479 525	479 546	206 116
Part à moins d'un an des emprunts	26 659	34 033	24 273
Emprunts et découvert bancaire	-	195	12 291
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	8 889	9 071	5 798
Moins:			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(144 703)	(92 650)	(37 821)
Encaisse affectée	(552)	(15 924)	-
Endettement net	369 818	414 271	210 657

La Société définit sa capitalisation totale aux livres comme suit :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Total des capitaux propres	328 878	367 689	337 209
Endettement net	369 818	414 271	210 657
Débentures convertibles	223 347	220 824	-
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, net de l'amortissement cumulé	4 710	5 174	-
Impôts différés reliés aux débentures convertibles	5 158	5 049	-
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles	(2 728)	(411)	-
Capitalisation totale aux livres	929 183	1 012 596	547 866

Selon ces définitions, la Société a réalisé les résultats suivants relativement à ses objectifs de gestion du capital :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Endettement net	369 818	414 271	210 657
Capitalisation totale aux livres	929 183	1 012 596	547 866
Coefficient d'endettement net	39,8 %	40,9 %	38,5 %
Trésorerie et équivalents de trésorerie	144 703	92 650	37 821
Encaisse affectée	552	15 924	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles	145 255	108 574	37 821

Le coefficient d'endettement net est actuellement de 39,8 % et 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 qu'Autres *éléments du résultat global*. Lorsque les projets éoliens au Québec 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 29.

Engagements et éventualités

En plus des engagements de la Coentreprise (décrits à la note 10), la Société a conclu les engagements suivants :

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.

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
2012 - 2017	85,45 – 80,58	87,04 – 86,65
2018 - 2024	48,27	86,65
2025	48,27	121,79 ou marché (1)
2026 et après	56,28 ou marché (1)	121,79 ou marché (1)

(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 2015 à 2030. 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 pour les centrales québécoises, le taux d'indexation ne devrait pas être plus bas que 3 % ni plus élevé que 6 %.

c) Pour les centrales éoliennes et la centrale solaire 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 2017 à 2031. 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) est vendue à Cascades, en vertu d'un contrat échéant en 2012. La production de vapeur de Blendecques (France) est vendue en vertu d'un contrat à long terme échéant en 2022.

e) En 2008, la Société a conclu avec Hydro-Québec un contrat de vente d'électricité pour une capacité de 69 MW pour le troisième parc de la Seigneurie de Beaupré. Dans le cadre de ce projet, la Société s'est associée à une filiale de Gaz Métro LP et chaque partenaire détient 50 % du projet. Ce contrat a une durée de 20 ans commençant à la mise en service du parc éolien. Ce contrat prévoit une indexation annuelle selon l'IPC.

f) Le 24 mai 2011, la Société a conclu deux contrats de vente d'électricité pour une puissance totale de 50 MW avec Hydro-Québec, relativement à deux projets éoliens communautaires développés conjointement avec des MRC, soit la MRC de Témiscouata et la MRC de la Côte-de-Beaupré. Ces contrats de vente d'électricité d'une durée de 20 ans chacun débuteront à la mise en service des parcs éoliens.

Contrats d'achats, d'approvisionnement et d'entretien

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats d'achat, d'approvisionnement et d'entretien	20 191	16 335	22 048	58 574

g) 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 tels qu'Enercon, GE et Qcells. Les contrats ont des durées initiales entre cinq et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés totaux de 41 927 000 $ dont environ 3 745 000 $ payables en 2012.

h) Dans le cadre des projets éoliens au Québec, en Ontario et en France, la Société a conclu des contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements nets est de 2 007 000 $, soit 392 000 €, 470 000 $ US et 1 003 000 $. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2012.

i) La Société s'est engagée 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. Selon le contrat, le prix du gaz naturel livré en 2012 sera égal au prix du marché, majoré d'une prime de 3 %. En juillet 2010, la Société a conclu un contrat de swap de commodité afin de couvrir 90 % de 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 14 650 000 $ incluant le gaz et le transport à la centrale.

Contrats de location simple de terrains

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats de location de terrains	1 835	7 885	25 906	35 626

j) Pour l'exploitation de la centrale de Middle Falls aux États-Unis, la Société loue le terrain où est située la centrale à Niagara Mohawk Power Corporation (« NMPC ») en vertu d'un bail échéant en 2027. En 2011, le loyer a été de 365 000 $ (369 000 $ US) (369 000 $ et 358 000 $ US en 2010) 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.

k) 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 une seule fois au gré de la Société pour la même durée. Le loyer en vertu de l'ensemble de ces baux est estimé à environ 600 000 $.

l) Les terrains sur lesquels sont implantées les éoliennes et le site solaire 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 530 000 $ (400 000 €).

m) 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, nécessaires à l'exploitation de celles-ci. En vertu de ces conventions, venant à échéance de 2015 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, Hudson Falls et South Glens Falls. 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 de 5 000 000 $ US (centrale de South Glens Falls).

Le total des paiements minimaux futurs exigibles en vertu de ces baux au 31 décembre 2011, excluant les loyers conditionnels de la centrale de South Glens Falls, s'établit comme suit :

Part à moins d'un an	295
Part de 1 à 5 ans	1 350
Part à plus de cinq ans	9 695
Total	11 340

Autres

n) Le 25 août 2011, Boralex a obtenu deux permis de régularisation de construire concernant l'extension du site Avignonet Lauragais composé de deux éoliennes. Ces permis font actuellement l'objet d'un recours depuis le 12 octobre 2011. 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.

o) 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. 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. Il est à noter que la centrale de St-Lambert, qui est conforme au 31 décembre 2011, 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.

Au cours de l'exercice 2012, Boralex entreprendra des travaux à sa centrale de Buckingham (Québec) afin qu'elle se conforme à cette loi. Les études menées par la direction l'ont amenée à conclure que ces travaux, initialement évalués à 14 000 000 $, sont maintenant évalués à 12 000 000 $. De plus, la direction continue d'évaluer divers scénarios pour optimiser cet investissement en procédant également à une expansion jusqu'à 10 MW de la puissance installée de la centrale. En ce qui concerne les installations aux autres centrales, la Société prévoit que des investissements de 950 000 $ seront requis pour se conformer à cette loi.

p) Suite à la poursuite déposée le 30 août 2010 et en réaction au jugement rendu le 28 octobre 2010, O'Leary Funds Management LP et al. a déposé une procédure amendée en Cour supérieure du Québec le 11 janvier 2011. Cette procédure allègue à l'illégalité du regroupement d'entreprises intervenu le 1er novembre 2010 entre Boralex et le Fonds et, par conséquent, demande 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. De plus, la Société a déposé sa défense le 12 septembre 2011, y compris une demande reconventionnelle pour près de 1 000 000 $.

Note 30.

Opérations entre parties liées

Les parties liées à la Société comprennent les filiales, la Coentreprise ainsi que les principaux dirigeants de la Société.

Les transactions suivantes ont eu lieu entre les parties liées :

	2011	2010
REVENUS		
Produits de la vente d'énergie		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	20 333	14 435
Revenus de gestion du Fonds		
Fonds de revenu Boralex énergie	-	4 437
Autres revenus		
Fiducie RSP Hydro - Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant	604	496
CHARGES ET AUTRES		
Charges d'exploitation		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	645	1 745
Refacturation de salaires à la Coentreprise	787	-
Gestion et exploitation du Fonds		
Fonds de revenu Boralex énergie	-	3 995
Charges financières		
Fiducie RSP Hydro - Entité contrôlée par un administrateur et dirigeant	(36)	(29)

Ces opérations ont été réalisées selon des modalités équivalentes à celles qui prévalent dans le cas de transactions soumises à des conditions de concurrence normale.

Les débiteurs et créditeurs résultant des transactions ci-dessus à la fin de l'exercice sont les suivants :

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
DÉBITEURS DE PARTIES LIÉES			
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	4 598	3 381	232
Fonds de revenu Boralex énergie	-	-	1 714
Fiducie RSP Hydro - Entité contrôlé par un administrateur et dirigeant	943	569	549
Coentreprise	272	-	-
	5 813	3 950	2 495
CRÉDITEURS DE PARTIES LIÉES			
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	1 250	793	1 532
	1 250	793	1 532

Les débiteurs et créditeurs de parties liées sont dus entre 30 et 45 jours après la réalisation de la vente ou de l'achat. Les débiteurs ne sont pas garantis et ne portent pas intérêts. Aucune provision pour mauvaise créances n'est comptabilisée à l'encontre des débiteurs.

Rémunération des dirigeants

La rémunération allouée aux principaux dirigeants, soit les administrateurs (exécutifs et non-exécutifs), les membres du Conseil d'administration et le président du comité d'audit, est détaillée dans le tableau ci-dessous :

	2011	2010
Salaires et avantages à court terme	1 754	1 613
Autre avantages à long terme	1 408	1 675
Rémunération à base d'actions	797	683
	3 959	3 971

Note 31.

Facteurs saisonniers et autres facteurs de nature cyclique

L'exploitation et les résultats de la Société sont en partie soumis à des cycles saisonniers ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Comme la presque totalité des sites exploités par la Société dispose dorénavant de contrats de vente d'électricité à long terme, selon des prix déterminés et indexés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume total de production de la Société. Seulement quatre centrales hydroélectriques situées aux États-Unis, lesquelles représentent à peine 4 % de la puissance installée en exploitation totale de Boralex, ne disposent pas de contrats de vente à long terme.

Selon leur mode de production spécifique, le volume d'activités des sites de Boralex est influencé par les cycles saisonniers décrits ci-après.

Éolien

Pour les actifs de Boralex totalisant 251 MW* actuellement en exploitation, les conditions de vent sont généralement plus favorables en hiver, soit aux premier et quatrième trimestres de Boralex, 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, 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 centrales de Boralex dans ce secteur dépend des conditions hydrauliques qui sont, de façon générale, maximales au printemps et bonnes à l'automne, soit aux deuxième et quatrième trimestres de Boralex, 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 certaines centrales qui bénéficient d'un débit régularisé en amont, la plupart des 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.

Thermique

Boralex possède trois centrales de production d'énergie thermique en exploitation, dont la puissance installée totalise 80 MW*. L'une d'elles, située à Senneterre (Québec), est alimentée en résidus de bois et dispose d'un contrat de vente d'électricité d'une durée résiduelle de 11 ans avec Hydro-Québec. Récemment, une entente a été conclue entre Hydro-Québec et Boralex en vertu de laquelle, pour les années 2012 et 2013, la centrale de Senneterre produira de l'électricité six mois par année, soit de décembre à mars ainsi qu'en juillet et août, périodes au cours desquelles la demande d'électricité est la plus forte. Les modalités de l'entente font en sorte que les résultats de la centrale ne devraient pas être affectés.

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

Solaire

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

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 fait qu'à la suite des principaux événements des derniers exercices, plus précisément l'expansion marquée du secteur éolien, l'acquisition du Fonds et la vente des centrales américaines alimentées aux résidus de bois, la presque totalité de ses revenus provient désormais d'actifs assortis de contrats à prix fixes et indexés. La Société bénéficie également d'une bonne diversification de ses sources de production et de son positionnement géographique.

* *non audité*

Note 32.

Information sectorielle

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs distincts qui représentent les secteurs d'activité de la Société : les sites éoliens, les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques et le site solaire. La Société exerce ses activités dans un seul secteur isolable soit 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 données sectorielles suivent les mêmes règles comptables que celles utilisées pour les comptes consolidés.

Il est à noter que, suite à la vente de ses cinq centrales thermiques américaines aux résidus de bois, la Société a modifié ses secteurs opérationnels. Auparavant, la Société regroupait ses opérations sous cinq secteurs distincts. Les centrales thermiques - résidus de bois et les centrales thermiques - gaz naturel ont été regroupées sous un même secteur appelé *Centrales thermiques*. Les données comparatives ont été ajustées afin de refléter ce changement. Également, les données relatives aux activités abandonnées ont été exclues puisque celles-ci sont présentées sur une ligne distincte dans l'état consolidé des résultats.

Les secteurs opérationnels sont présentés selon les mêmes critères utilisés pour la production du rapport interne remis au principal décideur opérationnel qui s'occupe d'allouer les ressources et d'évaluer la performance des secteurs opérationnels. Le principal décideur opérationnel est considéré comme étant le président et chef de la direction, et ce dernier évalue la performance des secteurs à partir de la production d'électricité, des produits de la vente d'énergie et du BAIIA.

Le BAIIA n'a pas un sens normalisé prescrit par les IFRS; par conséquent, il pourrait ne pas être comparable aux résultats d'autres sociétés qui utilisent une mesure de performance portant un nom similaire. Les investisseurs ne devraient pas considérer le BAIIA comme un critère remplaçant, par exemple, le résultat net ni comme un indicateur des résultats d'exploitation, qui sont des mesures conformes aux IFRS.

Un rapprochement du BAIIA avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, est présenté dans le tableau suivant :

	2011	2010
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	2 883	35 072
Résultat net des activités abandonnées	(5 489)	(11 658)
Part des actionnaires sans contrôle	(379)	201
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(2 311)	(38 016)
Perte nette sur instruments financiers	972	241
Perte (gain) de change	(961)	701
Charges financières	49 664	23 850
Autres gains	(2 959)	(774)
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	-	(24 744)
Dépréciation de l'écart d'acquisition	-	23 158
Dépréciation des immobilisations corporelles	1 503	-
Amortissement	57 833	31 383
BAIIA	100 756	39 414

Information relative aux principaux clients

Les produits sont attribués aux différents pays selon le pays de domiciliation du client. En 2011, la Société comptait quatre clients (quatre clients en 2010) 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 :

2011		2010	
% des ventes attribuables à un client	Secteurs	% des ventes attribuables à un client	Secteurs
27	Hydroélectrique et thermique	35	Éolien et thermique
22	Éolien et thermique	16	Hydroélectrique et thermique
16	Hydroélectrique	13	Éolien
14	Éolien	11	Hydroélectrique

Informations par secteur d'activité

	2011	2010	2011	2010
	Production d'électricité (MWh)		Produits de la vente d'énergie	
	(Non audité)	(Non audité)		
Sites éoliens	554 581	377 392	67 255	45 924
Centrales hydroélectriques	703 612	328 290	56 319	26 221
Centrales thermiques	469 835	170 529	68 975	30 667
Site solaire	3 227	-	1 476	-
	1 731 255	876 211	194 025	102 812
	BAIIA		Nouvelles immobilisations corporelles	
Sites éoliens	53 807	36 263	12 291	175 217
Centrales hydroélectriques	41 623	18 929	3 718	2 354
Centrales thermiques	20 638	6 132	3 765	1 766
Site solaire	1 330	-	13 409	5 141
Corporatif et éliminations	(16 642)	(21 910)	1 236	(530)
	100 756	39 414	34 419	183 948

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Total de l'actif			
Sites éoliens	528 521	531 424	360 226
Centrales hydroélectriques	366 099	364 534	34 019
Centrales thermiques	101 683	201 257	167 223
Site solaire	23 586	7 607	-
Corporatif	156 966	140 685	91 328
	1 176 855	1 245 507	652 796
Total du passif			
Sites éoliens	392 611	437 972	258 651
Centrales hydroélectriques	143 439	139 922	29 499
Centrales thermiques	29 581	26 476	15 778
Site solaire	21 043	3 286	-
Corporatif	261 303	270 162	11 659
	847 977	877 818	315 587

Informations par secteur géographique

	2011	2010	2011	2010
	Production d'électricité (MWh)		Produits de la vente d'énergie	
	(Non audité)	(Non audité)		
Canada	901 853	356 025	102 404	38 590
États-Unis	466 381	225 045	35 145	16 674
France	363 021	295 141	56 476	47 548
	1 731 255	876 211	194 025	102 812
	BAIIA		Nouvelles immobilisations corporelles	
Canada	43 494	4 914	16 469	107 076
États-Unis	27 029	11 111	669	731
France	30 233	23 389	17 281	76 141
	100 756	39 414	34 419	183 948

	Au 31 décembre 2011	Au 31 décembre 2010	Au 1er janvier 2010
Total de l'actif			
Canada	679 354	633 804	201 492
États-Unis	209 003	301 639	181 125
France	288 498	310 064	270 179
	1 176 855	1 245 507	652 796
Actifs non courants			
Canada	543 319	529 727	188 370
États-Unis	156 631	247 977	131 089
France	255 496	263 094	244 621
	955 446	1 040 798	564 080
Total du passif			
Canada	483 731	495 239	73 259
États-Unis	122 827	125 869	32 956
France	241 419	256 710	209 372
	847 977	877 818	315 587

Note 33.

Adoption des normes internationales d'information financière

Les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont les premiers états financiers annuels consolidés préparés selon les IFRS.

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

Première application des IFRS

La Société a appliqué les exemptions facultatives et les exemptions obligatoires suivantes :

Exemptions facultatives

Regroupements d'entreprises

IFRS 1 permet d'appliquer IFRS 3R, « Regroupements d'entreprises », de façon rétrospective ou prospective à partir de la date de transition. L'application rétrospective nécessite le retraitement de tous les regroupements d'entreprises survenus avant la date de transition. La Société a choisi de ne pas appliquer IFRS 3R de façon rétrospective aux regroupements d'entreprises survenus avant la date de transition, et ces regroupements d'entreprises n'ont donc pas été retraités. La valeur comptable des actifs nets acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises avant la date de transition et déterminée par l'application des PCGR du Canada n'a pas été ajustée suite à l'application de cette exemption.

Montant cumulé des écarts de conversion qui figurent dans le poste *Autres éléments du résultat global*

L'application rétrospective des IFRS à cet égard, nécessite la détermination du 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 étrangère ou une entreprise associée est constituée ou acquise. IFRS 1 permet que les gains et les pertes de change cumulés soient ramenés à zéro à la date de transition. La Société a donc choisi d'utiliser cette exemption facultative.

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 (« modèle de la juste valeur ») et de désigner cette juste valeur comme coût présumé à la date de transition. Une entité peut aussi choisir de recalculer le coût d'origine (« modèle du coût ») et l'amortissement cumulé conformément à IAS 16, « Immobilisations corporelles » et ce, de façon rétroactive. La Société a choisi d'appliquer le modèle du coût aux immobilisations corporelles.

Obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation

IFRIC 1, « Variation des passifs existants relatifs au démantèlement, à la remise en état et similaires », exige qu'une entité détermine l'obligation de démanteler, de retirer ou de restaurer une immobilisation corporelle conformément aux IFRS à partir de la date d'acquisition de l'actif. IFRS 1 permet à une entité d'appliquer prospectivement les exigences d'IFRIC 1. La Société a choisi de mesurer le passif et l'incidence de l'amortissement prospectivement à partir de la date de transition.

Coûts d'emprunt

IFRS 1 permet d'appliquer IAS 23, « Coûts d'emprunt », rétrospectivement ou prospectivement à partir de la date de transition. IAS 23 exige qu'une entité capitalise les coûts d'emprunt qui sont directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié à titre d'élément du coût de l'actif. Un « actif qualifié » est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé ou vendu. La Société a choisi de ne pas appliquer IAS 23 de façon rétroactive.

Avantages du personnel

IFRS 1 permet d'appliquer rétroactivement l'approche du corridor selon IAS 19, « Avantages du personnel », qui permet que les gains et pertes actuariels des régimes de pension ne soient pas comptabilisés. IFRS 1 permet également qu'ils soient comptabilisés dans les *Bénéfices non répartis* à la date de transition. La Société a choisi de constater tous les gains et les pertes actuariels cumulés à la date de transition dans les *Bénéfices non répartis.*

Exemptions obligatoires

Comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture peut seulement être appliquée prospectivement à partir de la date de transition aux transactions qui satisfont aux critères de la comptabilité de couverture selon IAS 39, « Instruments financiers : Comptabilisation et Évaluation ». Les relations de couverture ne peuvent être désignées rétrospectivement et la documentation les supportant ne peut être constituée rétroactivement. Par conséquent, seules les relations de couverture qui satisfont au critère de la comptabilité de couverture à la date de transition sont constatées dans les *Autres éléments du résultat global* de la Société selon IFRS. Tous les dérivés, qu'ils rencontrent ou non le critère de la comptabilité de couverture selon IAS 39, sont évalués à la juste valeur et constatés dans l'état de la situation financière.

Estimation

Les connaissances acquises à posteriori n'ont pas été utilisées pour créer ou réviser des estimations. Par conséquent, les estimations formulées précédemment par la Société en vertu des PCGR du Canada correspondent à celles appliquées en vertu des IFRS.

Impact de la transition aux IFRS

Les différences, qui ont été identifiées entre les PCGR du Canada (« référentiel comptable antérieur ») et les IFRS et qui ont un impact important sur la performance et la position financière déjà publiées par la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, sont résumées dans les tableaux de conciliation ci-après.

Acquisition du Fonds

Les tableaux de conciliation suivants présentent l'impact de la finalisation de l'exercice d'allocation du prix d'acquisition (« PPA ») relative à l'acquisition du Fonds (note 5). L'impact de ces ajustements est présenté sous la colonne PPA dans la conciliation de l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2010 et dans la colonne PPA dans la conciliation de l'état consolidé des résultats et du résultat global de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Présentation générale de l'état consolidé des résultats

Dans le contexte de l'adoption des IFRS, la Société a procédé à une revue complète de la présentation globale de l'état consolidé de la situation financière et de l'état consolidé des résultats. Les conciliations qui suivent présentent les reclassements et les ajustements des PCGR du Canada aux IFRS ainsi que la nouvelle terminologie utilisée pour les états financiers consolidés préparés selon les IFRS.

Flux de trésorerie

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

État consolidé de la situation financière – conciliation

(en milliers de dollars)	Note	PCGR du Canada	Reclassement	Ajustements IFRS	Au 1er janvier 2010 IFRS	Terminologie IFRS
ACTIF						
ACTIF À COURT TERME						
Trésorerie et équivalents de trésorerie		37 821	-	-	**37 821**	Trésorerie et équivalents de trésorerie
Comptes débiteurs		39 632	-	-	**39 632**	Clients et autres débiteurs
Impôts futurs		422	(422)	-	**-**	Actif d'impôts exigibles
Stocks		8 726	-	-	**8 726**	Stocks
Frais payés d'avance		2 537	-	-	**2 537**	Frais payés d'avance
		89 138	(422)	-	**88 716**	ACTIFS COURANTS
Placement	e	55 446	-	(9 717)	**45 729**	Placement dans le Fonds
Immobilisations corporelles	d	413 539	-	(832)	**412 707**	Immobilisations corporelles
Contrats de vente d'énergie		49 023	-	-	**49 023**	Contrats de vente d'énergie
		-	4 146	-	**4 146**	Droits d'eau
		-	8 363	-	**8 363**	Autres immobilisations incorporelles
		-	7 297	-	**7 297**	Autres actifs financiers non courants
Autres actifs à long terme		56 621	(19 806)	-	**36 815**	Autres actifs non courants
		574 629	-	(10 549)	**564 080**	ACTIFS NON COURANTS
		663 767	(422)	(10 549)	**652 796**	TOTAL DE L'ACTIF
PASSIF						
PASSIF À COURT TERME						
Emprunts et avances bancaires		12 291	-	-	**12 291**	Emprunts et découvert bancaire
Comptes créditeurs et charges à payer	a, b	28 913	-	2 885	**31 798**	Fournisseurs et autres créditeurs
Impôts sur le bénéfice à payer		283	-	-	**283**	Passif d'impôts exigibles
Partie à court terme de la dette à long terme		24 273	-	-	**24 273**	Part à moins d'un an des emprunts
		65 760	-	2 885	**68 645**	PASSIFS COURANTS
Dette à long terme		206 116	-	-	**206 116**	Emprunts non courants
Impôts futurs	a, b, d, e, f	37 185	(422)	(3 582)	**33 181**	Passif d'impôts différés
Juste valeur des instruments financiers dérivés		7 645	-	-	**7 645**	Autres passifs financiers non courants
		250 946	(422)	(3 582)	**246 942**	PASSIFS NON COURANTS
		316 706	(422)	(697)	**315 587**	TOTAL DU PASSIF
CAPITAUX PROPRES						
Capital-actions		222 694	-	-	**222 694**	Capital-actions
Surplus d'apport	f	4 295	-	(5)	**4 290**	Surplus d'apport
Bénéfices non répartis	a, b, c, d, e, f	159 900	-	(54 362)	**105 538**	Résultats non distribués
Cumul des autres éléments du résultat étendu	c	(46 859)	-	44 515	**(2 344)**	Autres éléments du résultat global
		340 030	-	(9 852)	**330 178**	Capitaux propres attribuables aux actionnaires
Part des actionnaires sans contrôle		7 031	-	-	**7 031**	Part des actionnaires sans contrôle
Capitaux propres totaux		347 061	-	(9 852)	**337 209**	TOTAL DES CAPITAUX PROPRES
		663 767	(422)	(10 549)	**652 796**	TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES

État consolidé de la situation financière – conciliation

				Au 31 décembre 2010			
				Ajustements			
(en milliers de dollars)	Note	PCGR du Canada	Reclassement	PPA	IFRS	IFRS	Terminologie IFRS
ACTIF							
ACTIF À COURT TERME							
Trésorerie et équivalents de trésorerie		92 650	-	-	-	**92 650**	Trésorerie et équivalents de trésorerie
Encaisse affectée		15 924	-	-	-	**15 924**	Encaisse affectée
Comptes débiteurs		60 420	-	-	-	**60 420**	Clients et autres débiteurs
Actif financier disponible à la vente		21 508	-	1 743	-	**23 251**	Actif financier disponible à la vente
Impôts futurs		512	(512)	-	-	**-**	Actif d'impôts exigibles
Stocks		9 179	-	-	-	**9 179**	Stocks
Frais payés d'avance		2 516	-	-	-	**2 516**	Frais payés d'avance
Juste valeur des instruments financiers dérivés		769	-	-	-	**769**	Autres actifs financiers courants
		203 478	(512)	1 743	-	**204 709**	ACTIFS COURANTS
Immobilisations corporelles	d	810 700	-	(71 275)	(541)	**738 884**	Immobilisations corporelles
Contrats de vente d'énergie	a, d	100 673	-	5 436	(2 115)	**103 994**	Contrats de vente d'énergie
		-	2 925	110 090	-	**113 015**	Droits d'eau
		-	15 432	-	-	**15 432**	Autres immobilisations incorporelles
Autres actifs à long terme		47 699	(18 357)	2 068	-	**31 410**	Autres actifs non courants
Écart d'acquisition	i	70 721	-	(9 500)	(23 158)	**38 063**	Écart d'acquisition
		1 029 793	-	36 819	(25 814)	**1 040 798**	ACTIFS NON COURANTS
		1 233 271	(512)	38 562	(25 814)	**1 245 507**	TOTAL DE L'ACTIF
PASSIF							
PASSIF À COURT TERME							
Emprunts et avances bancaires		195	-	-	-	**195**	Emprunts et découvert bancaire
Comptes créditeurs et charges à payer	a, b	58 815	-	-	743	**59 558**	Fournisseurs et autres créditeurs
Impôts sur le bénéfice à payer		3 209	-	-	-	**3 209**	Passif d'impôts exigibles
Juste valeur des instruments financiers dérivés		183	-	-	-	**183**	Autres passifs financiers courants
Partie à court terme de la dette à long terme		34 033	-	-	-	**34 033**	Part à moins d'un an des emprunts
		96 435	-	-	743	**97 178**	PASSIFS COURANTS
Dette à long terme		479 546	-	-	-	**479 546**	Emprunts non courants
Débentures convertibles		220 824	-	-	-	**220 824**	Débentures convertibles
Impôts futurs	a, b, d, e, f, h, i	47 949	(512)	38 174	(19 156)	**66 455**	Passif d'impôts différés
Juste valeur des instruments financiers dérivés		10 834	-	-	-	**10 834**	Autres passifs financiers non courants
Provision pour étalement des loyers		2 981	-	-	-	**2 981**	Autres passifs non courants
		762 134	(512)	38 174	(19 156)	**780 640**	PASSIFS NON COURANTS
		858 569	(512)	38 174	(18 413)	**877 818**	TOTAL DU PASSIF
CAPITAUX PROPRES							
Capital-actions		222 853	-	-	-	**222 853**	Capital-actions
Composante équité des débentures convertibles	h	19 537	-	-	(5 049)	**14 488**	Composante équité des débentures convertibles
Surplus d'apport	f	5 527	-	-	(499)	**5 028**	Surplus d'apport
Bénéfices non répartis	a, b, c, d, e, f, g, i	184 690	-	388	(43 385)	**141 693**	Résultats non distribués
Cumul des autres éléments du résultat étendu	c, g, i	(66 799)	-	-	42 094	**(24 705)**	Autres éléments du résultat global
		365 808	-	388	(6 839)	**359 357**	Capitaux propres attribuables aux actionnaires
Part des actionnaires sans contrôle	i	8 894	-	-	(562)	**8 332**	Part des actionnaires sans contrôle
Capitaux propres totaux		374 702	-	388	(7 401)	**367 689**	TOTAL DES CAPITAUX PROPRES
		1 233 271	(512)	38 562	(25 814)	**1 245 507**	TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES

État consolidé des résultats – conciliation

		Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010					
			Ajustements				
(en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	Note	PCGR du Canada	PPA	IFRS	Activités abandonnées (Note 23)	IFRS	Terminologie IFRS
Produits de la vente d'énergie		202 864	-	-	(100 052)	**102 812**	Produits de la vente d'énergie
Charges d'opération		115 568	-	-	(73 397)	**42 171**	Charges d'exploitation
		87 296	-	-	(26 655)	**60 641**	
Part des résultats du Fonds	e	(3 251)	-	103	-	**(3 148)**	Quote-part des résultats du Fonds
Revenus de gestion du Fonds		4 437	-	-	-	**4 437**	Revenus de gestion du Fonds
Autres revenus		718	-	-	-	**718**	Autres revenus
		89 200	-	103	(26 655)	**62 648**	
AUTRES CHARGES							
Gestion et exploitation du Fonds		3 995	-	-	-	**3 995**	Gestion et exploitation du Fonds
Développement		4 214	-	-	(1)	**4 213**	Développement
Administration	f	17 025	-	(494)	(1 505)	**15 026**	Administration
		25 234	-	(494)	(1 506)	**23 234**	
BÉNÉFICE D'EXPLOITATION		63 966	-	597	(25 149)	**39 414**	**RÉSULTAT D'EXPLOITATION**
Amortissement	d	40 658	(571)	(272)	(8 432)	**31 383**	Amortissement
Perte de change	g	4 298	-	(3 604)	7	**701**	Perte de change
Perte nette sur instruments financiers		247	-	-	(6)	**241**	Perte nette sur instruments financiers
Frais de financement		24 104	-	-	(254)	**23 850**	Charges financières
Dépréciation de l'écart d'acquisition	i	-	-	23 158	-	**23 158**	Dépréciation de l'écart d'acquisition
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	i	(15 130)	-	(9 614)	-	**(24 744)**	Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds
Gain sur vente d'une filiale		(774)	-	-	-	**(774)**	Autres gains
		53 403	(571)	9 668	(8 685)	**53 815**	
BÉNÉFICE (PERTE) AVANT IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE ET PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE		10 563	571	(9 071)	(16 464)	**(14 401)**	
Recouvrement d'impôts sur le bénéfice	d, e, f, i	(12 738)	183	(20 655)	(4 806)	**(38 016)**	Recouvrement d'impôts sur le résultat
BÉNÉFICE NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		23 301	388	11 584	(11 658)	**23 615**	**RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES**
Bénéfice net des activités abandonnées		-	-	-	11 658	**11 658**	Résultat net des activités abandonnées
Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle		23 301	388	11 584	-	**35 273**	**RÉSULTAT NET**
Part des actionnaires sans contrôle		(201)	-	-	-	**(201)**	Résultat net attribuable aux actionnaires sans contrôle
BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX		23 100	388	11 584	-	**35 072**	**RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX**
BÉNÉFICE NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX							**RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX**
Activités poursuivies		0,61 $				**0,62 $**	Activités poursuivies
Activités abandonnées		-				**0,31 $**	Activités abandonnées
		0,61 $				**0,93 $**	

État consolidé du résultat global – conciliation

Pour l'exercice clos le 31 décembre

2010

(en milliers de dollars)	Note	PCGR du Canada	Ajustements PPA	Ajustements IFRS	Activités abandonnées (note 23)	IFRS	Terminologie IFRS
Bénéfice net incluant la part des actionnaires sans contrôle de l'exercice		23 301	388	11 584	-	**35 273**	**RÉSULTAT NET**
AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU							**AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL**
ÉCARTS DE CONVERSION							ÉCARTS DE CONVERSION
Perte de change latente sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(15 537)	-	(6)	-	**(15 543)**	Perte de change latente sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes
Reclassement au bénéfice net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes	g	3 604	-	(3 604)	-	**-**	Reclassement au bénéfice net d'une perte de change réalisée, liée à la réduction de l'investissement net dans des établissements étrangers autonomes
Impôts		(179)	-	-	-	**(179)**	Impôts
COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE							COUVERTURES DE FLUX DE TRÉSORERIE
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(11 028)	-	-	(3 442)	**(14 470)**	Variation de la juste valeur des instruments financiers
Éléments de couverture réalisés et portés au bénéfice net		(5 554)	-	-	8 438	**2 884**	Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net
Éléments de couverture réalisés et portés au bilan		5 652	-	-	-	**5 652**	Éléments de couverture réalisés et portés à l'état de la situation financière
Impôts		3 829	-	-	(1 998)	**1 831**	Impôts
PERTE SUR ACTIF FINANCIER DISPONIBLE À LA VENTE							ACTIF FINANCIER DISPONIBLE À LA VENTE
Perte latente sur actif financier disponible à la vente		(727)	-	-	-	**(727)**	Variation de la juste valeur d'un actif financier disponible à la vente
Activités abandonnées					(2 998)	**(2 998)**	Activités abandonnées
		(19 940)	-	(3 610)	-	**(23 550)**	**Total des autres éléments du résultat global**
Résultat étendu incluant la part des actionnaires sans contrôle de l'exercice		3 361	388	7 974	-	**11 723**	**RÉSULTAT GLOBAL**
Résultat des actionnaires sans contrôle de l'exercice		(201)	-	1 189	-	**988**	Résultat global attribuable aux actionnaires sans contrôle
Résultats étendu attribuables aux actionnaires de l'exercice		3 160	388	9 163	-	**12 711**	Résultat global attribuable aux actionnaires de Boralex

Notes relatives aux conciliations

a) Regroupements d'entreprises

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

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

Au cours du troisième trimestre de 2010, la Société a payé une partie de cette contrepartie conditionnelle et a donc renversé l'écriture comptabilisée dans les contrats d'électricité en contrepartie du montant à payer comptabilisé pour un montant de 2 142 000 $, un montant de 700 000 $ reste donc à payer au 31 décembre 2010.

b) Avantages du personnel

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

c) Montant cumulé des écarts de conversion qui figurent dans le poste *Autres éléments du résultat global*

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

d) Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles

Test de dépréciation

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

Méthode d'amortissement

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

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Au 1er janvier 2010 :		
Immobilisations corporelles	(832 000)	$
Passifs d'impôts futurs	(253 000)	$
Bénéfices non répartis	(579 000)	$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 :		
Immobilisations corporelles	245 000	$
Contrats de vente d'énergie	27 000	$
Passifs d'impôts futurs	39 000	$
Bénéfices non répartis	233 000	$
Charge d'amortissement	(272 000)	$
Charge d'impôts sur le bénéfice	39 000	$

e) Placement

Test de dépréciation

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

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

Méthode d'amortissement

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

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

Au 1er janvier 2010 :		
Placement	(9 717 000)	$
Passifs d'impôts futurs	(2 566 000)	$
Bénéfices non répartis	(7 151 000)	$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 :		
Placement	103 000	$
Passifs d'impôts futurs	17 000	$
Bénéfices non répartis	86 000	$
Part des résultats du Fonds	103 000	$
Charge d'impôts sur le bénéfice	17 000	$

f) Rémunération à base d'actions

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

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Au 1er janvier 2010 :		
Passifs d'impôts futurs	(2 000)	$
Surplus d'apport	(5 000)	$
Bénéfices non répartis	7 000	$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 :		
Passifs d'impôts futurs	(130 000)	$
Surplus d'apport	(494 000)	$
Bénéfices non répartis	624 000	$
Charge de rémunération	(494 000)	$
Charge d'impôts sur le bénéfice	(130 000)	$

g) Effet de change

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

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 :

Bénéfices non répartis	3 604 000	$
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(3 604 000)	$
Gain de change	(3 604 000)	$

h) Impôts sur les débentures convertibles et les intérêts implicites

Selon les PCGR du Canada, les écarts temporaires entre la composante passif des débentures convertibles et la valeur fiscale sous-jacente ne sont pas comptabilisés à titre d'impôts futurs. Selon les IFRS, des impôts futurs sont comptabilisés sur ces écarts temporaires. Par conséquent, des impôts futurs ont été comptabilisés en contrepartie de la composante équité des débentures convertibles.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 :

Passifs d'impôts futurs	5 049 000	$
Composante équité des débentures convertibles	(5 049 000)	$

i) Placement dans le Fonds

Les résultats du Fonds ont été consolidés à compter du 15 septembre 2010 avec une quote-part des actionnaires sans contrôle jusqu'au 30 octobre 2010. L'acquisition du Fonds s'est effectuée en 2 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 du Fonds à sa juste valeur et la finalisation de l'allocation du prix d'achat. Les calculs de l'étape 1 ont été refaits en fonction des IFRS. Les résultats de l'étape 2 ont seulement affecté la répartition du prix d'achat au 31 décembre 2010.

Le 2 novembre 2010, la Société a procédé à une réorganisation de sa structure fiscale incluant les activités originales du Fonds. Cette réorganisation fiscale a résulté en l'élimination d'entités du Fonds et la révocation de son statut de fiducie. Ces taux d'impôts élevés généraient au 15 septembre 2010 un passif d'impôts futurs de 23 158 000 $ et en conséquence un écart d'acquisition de 23 158 000 $. La Société a par la suite procédé à la réévaluation de ses soldes d'impôts futurs afin de refléter le nouveau taux d'impôts sur le bénéfice. Cette réévaluation a entrainé une diminution du passif d'impôts futurs de 23 158 000 $ et a eu pour effet d'augmenter l'actif net du Fonds. En raison de cet événement, la Société a procédé à un test de dépréciation à l'égard de l'écart d'acquisition puisqu'il y avait une indication que les flux de trésorerie futurs ne permettaient pas de recouvrer la valeur des actifs nets du Fonds. À la suite de l'application de ce test, la Société a comptabilisé au cours du quatrième trimestre de 2010 une dépréciation de l'écart d'acquisition pour un montant de 23 158 000 $. Donc, au 31 décembre 2010, l'écart d'acquisition totalise 38 063 000 $.

Les impacts de ces ajustements sont les suivants :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 :

Disposition présumée du placement de Boralex dans le Fonds et calcul du gain sur cette disposition :		
Placement (renversement des ajustements IFRS)	(9 614 000)	$
Passifs d'impôts futurs	2 577 000	$
Bénéfices non répartis	7 037 000	$
Part des actionnaires sans contrôle	(562 000)	$
Cumul des autres éléments du résultat étendu	1 169 000	$
Bénéfices non répartis	(607 000)	$
Gain net sur disposition présumée du placement dans le Fonds	(9 614 000)	$
Charge d'impôts sur le bénéfice	2 577 000	$
Dépréciation de l'écart d'acquisition et recouvrement d'impôts		
Écart d'acquisition	(23 158 000)	$
Passifs d'impôts futurs	(23 158 000)	$
Charge d'impôts sur le bénéfice	(23 158 000)	$
Dépréciation d'écart d'acquisition	23 158 000	$

Renseignements généraux

SIÈGE SOCIAL
Boralex inc.
36, rue Lajeunesse
Kingsey Falls (Québec)
J0A 1B0 Canada
Téléphone : 819 363.5860
Télécopieur : 819 363.5866

BUREAUX D'AFFAIRES

Boralex inc.
772, rue Sherbrooke Ouest, bureau 200
Montréal (Québec) H3A 1G1
Canada
Téléphone : 514 284.9890
Télécopieur : 514 284.9895

Boralex S.A.S .
2, rue du Priez
59 000 Lille
France
Téléphone : 33 (0)3 28 36 55 02
Télécopieur : 33 (0)3 28 36 54 96

Boralex S.A.S.
25, rue de la République
13 002 Marseille
France
Téléphone : 33 (0)4 91 01 64 40
Télécopieur : 33 (0)4 91 01 64 46

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 trimestriels
- 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 9 mai 2012, 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

To obtain an English copy of the Annual Report, please contact the Communications Department.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

BERNARD LEMAIRE
Président exécutif du conseil
Boralex inc.

PATRICK LEMAIRE
Président et chef de la direction
Boralex inc.

GERMAIN BENOIT (1) (4)
Président du conseil
Capital Benoit inc.

ALAIN DUCHARME (4)
Consultant

EDWARD H. KERNAGHAN (3)
Président
Principia Research Inc. et
Kernwood Ltd

Vice-président exécutif
Kernaghan Securities Ltd

RICHARD LEMAIRE (2)
Président
Séchoirs Kingsey Falls inc.

YVES RHEAULT (2) (4)
Administrateur de sociétés et
consultant

ALAIN RHÉAUME (3)
Fondateur et associé directeur
Trio Capital inc.

MICHELLE SAMSON-DOEL (1) (3)
Présidente
Groupe Samson-Doel ltée

Administrateur de sociétés

PIERRE SECCARECCIA (1)
Administrateur de sociétés

GILLES SHOONER (2)
Conseiller en environnement

(1) Membre du comité d'audit
(2) Membre du comité environnement, santé et sécurité
(3) Membre du comité de régie d'entreprise
(4) Membre du comité des ressources humaines

ÉQUIPE DE DIRECTION

BERNARD LEMAIRE
Président exécutif du conseil

PATRICK LEMAIRE
Président et chef de
la direction

JEAN-FRANÇOIS THIBODEAU
Vice-président et chef de
la direction financière

SYLVAIN AIRD
Vice-président,
affaires juridiques et
secrétaire corporatif

DENIS AUBUT
Directeur général,
opérations

PATRICK DECOSTRE
Directeur général,
Boralex Europe

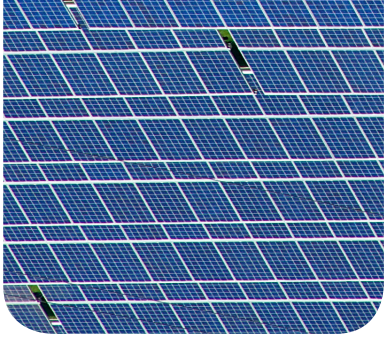
HUGUES GIRARDIN
Directeur général,
développement

GUY D'AOUST
Directeur, finance et
trésorerie

GUY GAGNON
Directeur, ressources
humaines

PATRICIA LEMAIRE
Directrice, affaires publiques
et communications

GABRIEL OUELLET
Directeur, biomasse



Rédaction :
Lefebvre communications financières inc.