

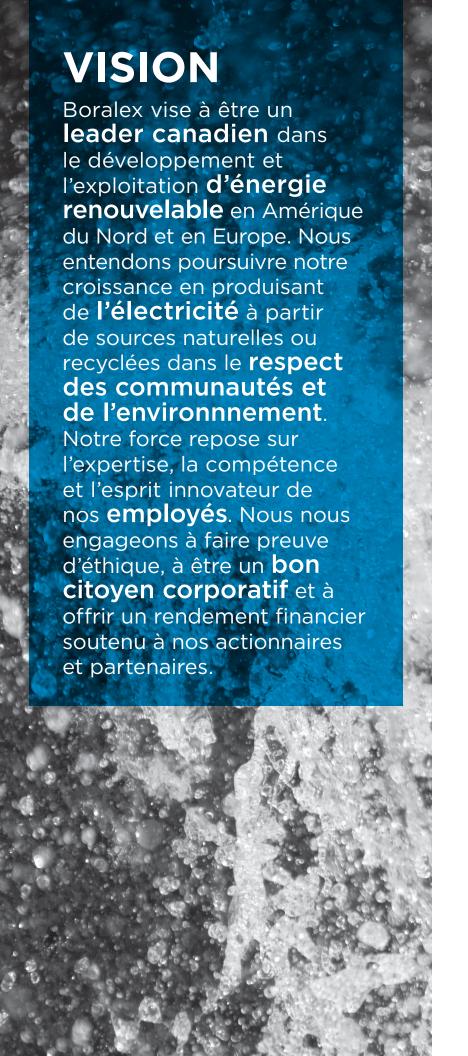
PROFIL

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 de 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 canadiens et européen, dans des projets énergétiques en développement représentant environ **550 MW** additionnels gui seront mis en service d'ici la fin 2015. 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 solaire. Les actions et les débentures convertibles de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles BLX et BLX.DB respectivement.

boralex.com

TABLE DES MATIÈRES

_
7
10
57
64
108



NOS SITES DANS LE MONDE

CA

SITES EN **EXPLOITATION** SECTEUR Thames River (Ont.) Éolien 90 MW 4,5 MW Beauport (Qc) Hydro Buckingham (Qc) Hydro 10 MW 2 MW East Angus (Qc) Hydro Forestville (Qc) Hydro 12,5 MW 14,5 MW Ocean Falls (C.-B.) Hydro Rimouski (Qc) Hydro 3,5 MW St-Lambert (Qc) Hydro 6 MW Senneterre (Qc) 35 MW 9 Thermique Fourth Branch (NY) Hydro 3 MW Hudson Falls (NY) Hydro 46 MW Middle Falls (NY) Hydro 2,5 MW New York State Dam (NY) Hydro 11,5 MW Sissonville (NY) Hydro 3 MW 14 MW South Glens Falls (NY) Hydro Warrensburg (NY) Hydro 3 MW 7 39 MW 1 Ally-Mercoeur Éolien Avignonet-Lauragais Éolien 12,5 MW 5 MW Avignonet-Lauragais Solaire Éolien 3 Cham Longe 22,5 MW 4 Chasse Marée Éolien 9 MW 6 Chépy Éolien 4 MW La Citadelle Éolien 14 MW 7 Le Grand Camp Éolien 10 MW 8 Nibas Éolien 12 MW 9 Plouguin Éolien 8 MW Ronchois Éolien 30 MW 1 St-Patrick Éolien 34,5 MW Blendecques Thermique 14 MW

SITES EN DÉVELOPPEMENT	MISE EN SERVICE PRÉVUE	SECTEUR	PUISSANCE INSTALLÉE POTENTIELLE
Seigneurie de Beaupré - phase I (Qc, Canada)	2013	Éolien	272 MW
La Vallée (France)	2013	Éolien	32 MW
Vron (France)	2013	Éolien	8 MW
Jamie Creek (CB., Canada)	2014	Hydro	22 MW
Fortel-Bonnières (France)	2014	Éolien	24 MW
St-François (France)	2014	Éolien	24 MW
Seigneurie de Beaupré - phase II (Qc, Canada)	2014	Éolien	68 MW
G Témiscouata I (Qc, Canada)	2014	Éolien	25 MW
La Côte-de-Beaupré (Qc, Canada)	2015	Éolien	25 MW
Témiscouata II (Qc, Canada)	2015	Éolien	50 MW



FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	2012	2011	2010	2009(1) (3)
EXPLOITATION				
Produits de la vente d'énergie	181 440	194 025	102 812	64 097
BAIIA ⁽²⁾	98 357	100 756	39 414	29 500
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(5 115)	2 883	35 072	24 439
Marge brute d'autofinancement(2) (4)	48 615	54 240	14 761	47 413
INVESTISSEMENTS				
Nouvelles immobilisations corporelles	10 320	34 419	183 948	80 059
Projets en développement	3 422	1 620	2 046	10 337
Acquisition d'entreprises	63 881	700	40 953	53 758
SITUATION FINANCIÈRE				
Trésorerie et équivalents de trésorerie (5)	112 201	162 991	108 574	37 821
Immobilisations corporelles	689 024	643 047	738 884	413 539
Total de l'actif	1 229 871	1 176 855	1 245 507	663 767
Emprunts (6)	522 186	506 184	513 774	242 680
Débentures convertibles	226 299	223 347	220 824	_
Total des capitaux propres	342 369	328 878	367 689	347 061
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A				
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex				
(de base – en dollars)	(0,14)	0,08	0,93	0,65
Capitaux propres par action en circulation à la fin de l'exercice	,			
(en dollars)	9,07	8,72	9,74	9,20
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	37 729	37 753	37 742	37 741
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	37 735	37 726	37 765	37 741
Débentures en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	2 447	2 449	2 451	-
RATIO				
Coefficient d'endettement net (2)	42,1 %	39,8 %	40,9 %	37,8 %

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

INFORMATION BOURSIÈRE au 31 décembre 2012

Bourse: Toronto (TSX)

Ratio de conversion

6.00\$ -

des débentures en actions: 8:1

Titre et symboles:

Actions de catégorie A (BLX)

Débentures convertibles 6,75 % -

30 juin 2017 (BLX.DB)

Actionnaire principal: Cascades inc. (35% des actions

- 93 \$

de catégorie A)

TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

TRANSACTIONS SUR LES DÉBENTURES CONVERTIBLES

	Actions émises					Débentures convertibles			
Exercices clos les	et en circulation	Haut	Bas	Fermeture	Exercices clos les	émises et en circulation	Haut	Bas	Fermeture
31 décembre 2012	37 734 895	10,01\$	7,05 \$	9,17\$	31 décembre 2012	2 447 487	108,00\$	102,01 \$	106,00\$
31 décembre 2011	37 726 427	9,45 \$	5,85 \$	7,13 \$	31 décembre 2011	2 448 658	107,00\$	95,00\$	103,50 \$

⁽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 IFRS tel que défini à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

⁽³⁾ Selon la partie V des PCGR du Canada.

⁽⁴⁾ Pour 2009, tel que publié antérieurement.

⁽⁵⁾ Incluant l'encaisse affectée.

⁽⁶⁾ Incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts ainsi que les emprunts et découvert bancaire.



FAITS SAILLANTS 2012

 RÉPARTITION CONTRACTUELLE

 27 %

 96 %

 73 %

 Marché

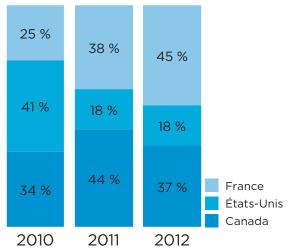
 Contrats

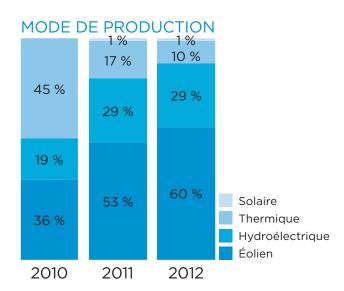
 2010

 2011

 2012







Environ **98 M\$** investis dans l'acquisition et le développement d'actifs de production d'énergie renouvelable

Près de **200 MW** acquis en 2012 dont un site éolien opérant de 35 MW en France, des projets éoliens totalisant 138 MW en France et au Québec (Canada), ainsi que d'un projet hydroélectrique de 22 MW en Colombie-Britannique (Canada)

Poursuite ordonnée et efficace avec ses partenaires des projets en développement

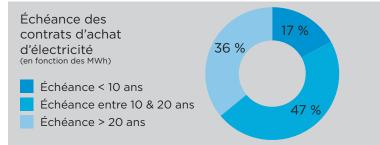
totalisant **550 MW**, dont l'un des plus grands parcs éoliens actuellement en développement au Canada : la phase I de la Seigneurie de Beaupré (Québec) d'une

Produits de **181,4 M\$** et BAIIA de **98,4 M\$**

Marge du BAIIA de **54,2** % en hausse par rapport 2011, grâce principalement au poids plus important du secteur éolien dans le portefeuille énergétique de la Société

Flux de trésorerie de **47,4 M\$** provenant de l'exploitation

Position d'encaisse totale de **112,2 M\$** au 31 décembre 2012



FAITS SAILLANTS 2012

en exploitation
 en développement

Jamie Creek 22 MW



South Glens Falls (New York, États-Unis)

HYDRO

Diminutions respectives de 18,6 % de la production, 15,2 % des produits et 11,7 % du BAIIA en raison des conditions d'hydraulicité très faibles dans le nord-est des États-Unis aux 2^e et 3^e trimestres, et moins bonnes qu'en 2011 au 4e trimestre

Maintien d'une solide marge du BAIIA, soit de 77,0 %, et du rôle de ce secteur comme générateur important de BAIIA pour Boralex (36,8 M\$ en 2012)

Acquisition du projet Jamie O Creek (22 MW), en Colombie-Britannique (Canada), qui sera mis en service au début de 2014 Témiscouata II **50 MW**

Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré (phase I)

272 MW



St-Patrick
35 MW

Avignonet-

Lauragais

5 MW

ÉOLIEN

Augmentations respectives de 14,0 % de la production, 11,0 % des produits et 13,7 % du BAIIA, grâce à l'apport du nouveau site de **St-Patrick** (France) acquis le 28 juin 2012 et à la hausse de la productivité des sites existants

Marge du BAIIA de 81,7 %

Quelque 78,2 M\$ investis dans l'acquisition d'entreprises et de nouvelles immobilisations ainsi qu'en frais de développement

Outre le site opérant de StPatrick (35 MW), acquisition
de 4 projets en France,
soit La Vallée (32 MW),
Fortel-Bonnières (24 MW),
St-François (24 MW) et
Vron (8 MW) et du projet
O Témiscouata II au Québec
(Canada) (50 MW), lesquels
seront mis en service à partir
du quatrième trimestre de
2013 et au début 2014

Avancement de la phase I des

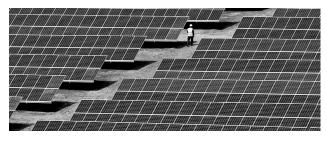
O Parcs éoliens de la Seigneurie
de Beaupré (272 MW)
conformément aux calendrier et
budget prévus, en vue d'une mise
en service en décembre 2013

La Vallée 32 MW
Fortel-Bonnières 24 MW
St-François 24 MW
Vron 8 MW

SOLAIRE

Au terme d'une première année complète d'exploitation, le **premier site solaire** a

pleinement satisfait les attentes de la direction en réalisant un BAIIA de 2,3 M\$ sur des produits de 2,7 M\$, représentant une marge du BAIIA de 86,2 %



Avignonet-Lauragais (France)

OBJECTIF 2016

Possédant un pipeline de projets plus important à la suite de ses récentes acquisitions, des liquidités disponibles totales de 112 M\$ en date du 31 décembre 2012 et une solide capacité d'autofinancement, Boralex vise à DOUBLER SA TAILLE et son BAIIA d'ici la fin de 2016, et ce, sans injection de capitaux propres additionnels.



LE CHEMIN DE CROISSANCE

476 MW EN EXPLOITATION +

2013				20	2	015		
La Vallée	Seigneurie de Beaupré phase I		Fortel- Bonnières & St-François	Jamie Creek	Seigneurie de Beaupré phase II	ARE ROLL BUILDINGS WE'T STORY A	La Côte-de- Beaupré	Témiscouata II
Éolien	Éolien	Éolien	Éolien	Hydroélectrique	Éolien	Éolien	Éolien	Éolien
France	Qc, Canada	France	France	CB., Canada	Qc, Canada	Qc, Canada	Qc, Canada	Qc, Canada
32 MW	272 MW	8 MW	48 MW	22 MW	68 MW	25 MW	25 MW	50 MW
75 % net Boralex	50 % net Boralex	75 % net Boralex	75 % net Boralex	100 % net Boralex	50 % net Boralex	51 % net Boralex	51 % net Boralex	100 % net Boralex

PIPELINE **± 100 MW**

± 930 MW pro forma



L'exercice 2012 de Boralex a été marqué par le sceau de **l'expansion** et des investissements stratégiques. Conformément à nos objectifs de positionnement et à notre engagement envers les actionnaires de la Société, nous avons redéployé les fonds générés par la vente en 2011 des centrales thermiques américaines vers l'acquisition de sites éoliens et hydroélectriques. En l'espace de quelques mois, nous avons ainsi ajouté près de 200 MW à notre portefeuille d'actifs en exploitation et en développement. Dans ce contexte, Boralex vise à doubler sa taille et son BAIIA d'ici la fin de 2016.

PRÈS DE 100 M\$ INVESTIS EN 2012

dans le développement de notre base opérationnelle et de notre pipeline de projets

Prenant avantage du niveau élevé de ses fonds propres, Boralex a réalisé une série d'acquisitions tout au long de l'année 2012, grâce auxquelles elle a intégré 195 MW additionnels à son portefeuille énergétique, incluant un site éolien de 35 MW déjà en exploitation et des projets en développement totalisant 160 MW dont la mise en service d'une portion de ces MW débutera dès 2013. Conformément au principe directeur de notre stratégie de développement, la totalité de cette nouvelle puissance est assortie de contrats à long terme de vente d'électricité.

Au premier trimestre, nous avons acquis un contrat d'approvisionnement en électricité d'une durée de 20 ans avec Hydro-Québec relatif à un projet éolien de 50 MW dans la région de Témiscouata (Québec, Canada). Ce nouveau site, qui est adjacent à un autre projet éolien de 25 MW actuellement en développement par Boralex et la MRC de Témiscouata, sera mis en service commercial vers la fin de 2015. Au deuxième trimestre, nous avons acquis le site éolien St-Patrick, dans le nord de la France, d'une puissance installée de 35 MW déjà en exploitation. Sa contribution aux résultats de Boralex pour les six derniers mois de 2012 a été significative et conforme à nos attentes. Concurremment à cette transaction, Boralex a acquis trois projets éoliens totalisant 56 MW, également situés dans le nord de la France, dont 8 MW seront mis en service à la fin de 2013 et 48 MW au début de 2014. Par la même occasion, nous nous sommes prévalus auprès du vendeur d'une option de cinq ans visant l'acquisition de projets éoliens totalisant 130 MW additionnels présentement en développement en France. Finalement, deux autres acquisitions ont été conclues au quatrième trimestre du dernier exercice, soit celle du projet éolien La Vallée de 32 MW situé dans le département de l'Indre (France), dont la mise en service est prévue pour la fin de 2013, et celle du projet hydroélectrique Jamie Creek de 22 MW localisé en Colombie-Britannique (Canada), qui sera mis en service au début de 2014.

En plus d'alimenter notre pipeline de projets pour les trois années à venir, ces acquisitions viennent renforcer le positionnement de Boralex à plusieurs égards. Elles font en sorte que la quasi-totalité de notre puissance installée en exploitation et en développement est désormais assortie de contrat de longue durée. Elles augmentent le poids relatif, dans notre portefeuille énergétique, des secteurs éolien et hydroélectrique : nos deux pôles d'activité les plus porteurs et les plus rentables. Elles accentuent la diversification géographique de nos opérations au sein du Canada ainsi qu'en France.

D'autre part, nous sommes heureux de confirmer que les projets de développement auxquels Boralex œuvre présentement, seule ou avec des partenaires, se déroulent conformément à nos plans, en respect des échéanciers et des budgets prévus. Nous sommes particulièrement fiers de l'avancement des travaux de la phase I de la Seigneurie de Beaupré — le plus important parc éolien actuellement en construction au Canada — dont la mise en service aura lieu, comme prévu, en décembre 2013. Notre succès à mener à bien ce méga projet de 272 MW établit sans équivoque le leadership de Boralex en matière de développement, de financement, de construction et, dans quelques mois, d'exploitation d'actifs énergétiques d'envergure.

DES RÉSULTATS FINANCIERS

reflétant les choix stratégiques de Boralex

L'excellente performance du secteur éolien a amplement compensé pour la réduction des activités du secteur thermique laquelle est principalement tributaire des arrêts de production planifiés de la centrale de Senneterre et à la cessation des activités de production d'électricité de la centrale de Kingsey Falls découlant de la fin de son contrat de vente. En fait, n'eut été d'une hydraulicité très faible dans le nord-est des États-Unis au cours de l'année 2012, Boralex aurait affiché un BAIIA meilleur que celui de 2011. Le poids relatif croissant de notre secteur éolien, le maintien d'une rentabilité élevée pour notre secteur hydroélectrique en dépit des aléas climatiques et la contribution positive de notre premier site solaire, sont autant de facteurs qui ont contribué à hausser la marge du BAIIA consolidé de Boralex en 2012 et à générer des flux monétaires d'exploitation de 47,4 M\$. Par conséquent, malgré les investissements considérables en 2012, nous avons clos l'exercice 2012 avec une encaisse totale de plus de 112 M\$, plaçant Boralex en position avantageuse pour réaliser avec succès l'ensemble de ses projets en cours de développement.

L'évolution financière récente de Boralex met en lumière les retombées positives de la stratégie de développement mise de l'avant depuis quelques années afin de concentrer son exploitation et son développement sur les actifs de production d'énergie renouvelable générant des flux monétaires stables et offrant un potentiel supérieur de rendement. En 2012, de plus, nous avons tout particulièrement bénéficié des bienfaits de la diversification géographique de nos secteurs éolien et hydroélectrique, dont les sites de production ont été soumis à des conditions climatiques fort différentes selon leur localisation en France, au Canada ou aux États-Unis.

EXERCICE 2013:

une année de transition vers l'atteinte d'un nouveau palier de croissance et de rentabilité

Le quatrième trimestre de l'exercice 2013 verra la mise en service de nouveaux actifs énergétiques totalisant 312 MW, dans lesquels la part nette de Boralex se chiffre à 176 MW. Combinée à la contribution du site éolien français St-Patrick pour l'année entière par rapport à six mois en 2012, cette expansion devrait largement compenser le manque à gagner engendré par l'arrêt de la centrale thermique de Kingsey Falls.

C'est donc surtout à partir de 2014 que Boralex accédera à un tout autre niveau de rentabilité grâce à la pleine contribution des actifs démarrés en 2013 — en particulier la phase I des Parcs de la Seigneurie de Beaupré — et à la mise en service de projets additionnels actuellement en cours de développement au Québec (Canada) et en France, dans lesquels la part nette de Boralex totalisera près de 117 MW. En 2015, une puissance installée nette représentant 63 MW additionnels viendra s'ajouter aux actifs en propriété propre de Boralex, pour ainsi atteindre, au terme de l'année 2015, 831 MW en exploitation. Soulignons, d'autre part, que cette progression ne tient pas compte des acquisitions d'actifs opérants et de projets en développement qui seront vraisemblablement réalisées dans l'intervalle. De fait, des projets totalisant plus de 100 MW sont actuellement dans notre mire au Canada et en France.

Tablant sur un environnement d'affaires propice à la poursuite de notre stratégie d'expansion par acquisitions — notamment en ce qui a trait aux possibilités de financement ainsi qu'au coût avantageux et à la qualité des turbines éoliennes disponibles sur le marché —, nous poursuivrons avec vigueur les occasions de croissance en visant essentiellement les projets en phases avancées de développement ou les actifs déjà en exploitation. En vue d'élargir notre base d'activités et dans l'optique d'une législation qui demeurera favorable au développement de la filière éolienne, nous nous appuierons, entre autres, sur notre solide implantation dans certains territoires particulièrement accueillants pour le développement éolien, dont la France et certaines régions du Québec (Canada) telles les terres de la Seigneurie de Beaupré et la région du Témiscouata.

OBJECTIF 2016:

doubler notre BAIIA sans injection additionnelle de capitaux propres

Avec la mise en service, en 2013, 2014, 2015 et 2016, de nos divers projets en cours et considérant les acquisitions additionnelles que notre situation financière nous permet d'envisager à court terme, Boralex vise — toutes choses étant égales — à doubler sa puissance et son BAIIA d'ici la fin de 2016. Qui plus est, nous sommes confiants de pouvoir réaliser cet objectif sans injection de nouveaux fonds propres, c'est-à-dire, sans diluer la part de nos actionnaires actuels.

Nous jugeons donc que les perspectives à court et à moyen termes de Boralex sont des plus favorables. C'est avec grande confiance également que nous envisageons l'avenir à plus long terme de la Société.

S'il est vrai que l'incertitude économique mondiale des cinq dernières années et la faiblesse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont pu, dans une certaine mesure, freiner le développement des énergies renouvelables et soulever plus d'un débat, il n'en demeure pas moins que le recours croissant de nos sociétés à des sources d'énergie renouvelables est une nécessité incontournable, universelle et de plus en plus pressante. Devant un tel horizon, Boralex a d'inestimables atouts en main afin de créer une valeur croissante et durable pour ses actionnaires : son positionnement parmi les très rares sociétés entièrement vouées au développement et à l'exploitation d'actifs de production d'énergie verte, sa base opérationnelle croissante et diversifiée, ses expertises multidisciplinaires, sa santé financière et sa solide réputation mondiale.

C'est pourquoi nous réitérons, à l'intention des actionnaires de Boralex, notre engagement à faire fructifier la valeur économique de la Société : d'abord, par la croissance vigoureuse, ordonnée et rentable de ses actifs, de ses produits et de ses marges bénéficiaires, et ensuite, si le conseil d'administration le juge opportun compte tenu des projets d'investissements de la Société et de ses fonds disponibles, par l'instauration d'une politique de dividendes.

Par-dessus tout, Boralex demeurera une entreprise solide, innovatrice, axée sur des objectifs clairs, rigoureuse dans l'atteinte de ses cibles de rendement et guidée par une vision à long terme. Nous y parviendrons grâce à la grande compétence, la détermination soutenue et l'ouverture d'esprit de nos employés, envers lesquels nous tenons à exprimer nos félicitations et nos plus sincères remerciements. Nous désirons également remercier les membres du conseil d'administration de Boralex pour leur contribution avisée, nos actionnaires pour leur confiance, de même que tous nos partenaires stratégiques, opérationnels et financiers.

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

(s) Robert F. Hall Robert F. Hall

Président du conseil d'administration

Mars 2013

Rapport de gestion

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012

Table des matières

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	11
COMMENTAIRES PRÉALABLES AU RAPPORT DE GESTION	12
STRATÉGIE DE CROISSANCE ET PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DES DERNIERS EXERCICES	13
PRINCIPALES TRANSACTIONS AYANT EU UNE INFLUENCE SUR LES RÉSULTATS, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LE POSITIONNEMENT DE BORALEX EN 2012	15
SAISONNALITÉ	16
FAITS SAILLANTS FINANCIERS	20
MESURES NON CONFORMES AUX IFRS	22
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2012	26
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	29
RÉPARTITION SECTORIELLE ET GÉOGRAPHIQUE DES RÉSULTATS DES ACTIVITÉS POURSUIVIES DES EXERCICES 2012 ET 2011	32
REVUE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ	34
SITUATION DE TRÉSORERIE	41
SITUATION FINANCIÈRE	43
PERSPECTIVES ET OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT	44
INSTRUMENTS FINANCIERS	45
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS	46
FACTEURS DE RISQUE ET INCERTITUDE	50
CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES	56

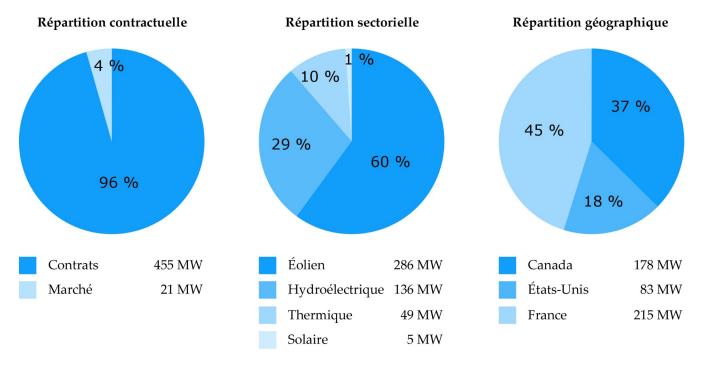
Description des activités

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. De plus, Boralex est engagée, seule ou avec des partenaires canadiens et européen, dans des projets énergétiques en développement représentant 550 MW additionnels qui seront mis en service d'ici la fin 2015. La quasi-totalité des actifs en exploitation 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.

 $Employ ant plus de 200 \, personnes, Boralex \, se \, distingue \, par \, son \, expertise \, diversifi\'ee \, et \, sa \, solide \, exp\'erience \, dans \, quatre \, types \, de \, production \, d\'energie.$

- Boralex exploite actuellement un portefeuille **éolien** de **286** MW au Canada et en France. Au cours des dernières années, Boralex s'est hissée parmi les producteurs d'énergie éolienne les plus expérimentés en France, où elle exploite actuellement 196 MW en plus d'oeuvrer à des projets de développement totalisant 88 MW. Boralex s'est aussi implantée dans le secteur éolien au Canada, où elle opère 90 MW en Ontario alors qu'au Québec, elle développe seule ou avec des partenaires, des parcs éoliens d'une puissance contractée totalisant 440 MW qui seront en service d'ici la fin de l'année 2015. Ces projets incluent les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré qui représentent le plus important site éolien actuellement au Canada, dont la phase 1 d'une puissance totalisant 272 MW sera en service à la fin de 2013.
- 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, et aura une nouvelle centrale de 22 MW en Colombie Britannique au début de 2014.
- Boralex possède deux centrales de production d'énergie thermique d'une puissance installée totalisant 49 MW, soit une centrale de cogénération au gaz naturel totalisant 14 MW en France et une centrale alimentée aux résidus de bois de 35 MW au Québec.
- En 2011, Boralex a 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 en exploitation de la Société au 31 décembre 2012 :



TOTAL: 476 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 les symboles BLX et BLX.DB respectivement.

Commentaires préalables au rapport de gestion

Général

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, sur les flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2011, de même que sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2012 par rapport au 31 décembre 2011. 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 2012.

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 8 mars 2013, 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 selon les 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 du manuel de l'ICCA. Les états financiers consolidés audités inclus dans le présent rapport de gestion annuel ont été dressés selon les IFRS applicables à la préparation d'états financiers, IAS 1, « Présentation des états financiers » et présentent des données comparatives à 2011.

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

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 ».

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 8 mars 2013.

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 risque et incertitude 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 de n'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.

Stratégie de croissance et principaux développements des derniers exercices

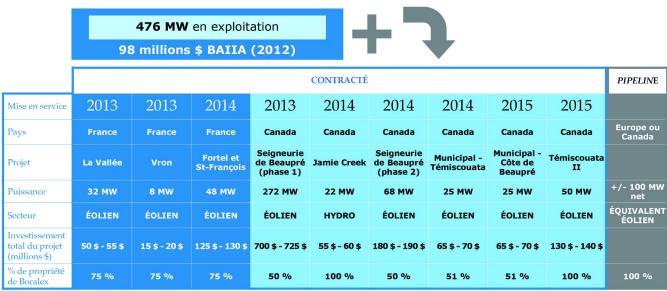
Au cours des dernières années, afin de poser les bases d'une croissance financière supérieure, équilibrée et durable, Boralex a poursuivi comme principaux objectifs de hausser la valeur de sa base d'actifs, de se doter de sources de revenus et de flux de trésorerie stables et prévisibles et de diminuer ses risques d'affaires. À ces fins, la Société a fait les choix stratégiques suivants :

- viser l'acquisition et le développement d'actifs d'énergie renouvelable dotés de contrats de vente d'électricité à long terme, à prix déterminés et indexés;
- cibler en priorité les modes de production d'énergie renouvelable offrant des marges bénéficiaires supérieures, en particulier les secteurs éolien, hydroélectrique et solaire; et
- concentrer ses efforts de développement au Canada et en France.

Depuis l'exercice 2009, la stratégie de croissance et de positionnement de Boralex s'est concrétisée par les principales réalisations suivantes :

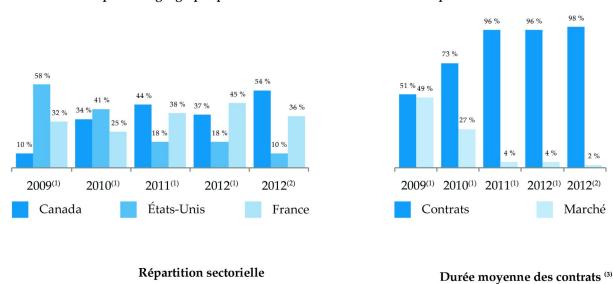
- une expansion importante du secteur éolien dont la puissance installée exploitée par Boralex est passée de 108 MW en décembre 2008 à 286 MW aujourd'hui. Cette base opérationnelle répartie en France (196 MW) et au Canada (90 MW) est entièrement dotée de contrats de vente d'électricité à long terme. De plus, seule ou avec des partenaires, la Société oeuvre actuellement à divers projets éoliens totalisant 528 MW, dont 88 MW en France et 440 MW au Canada, lesquels seront mis en service commercial entre la fin de l'exercice 2013 et la fin de l'exercice 2015. La participation totale nette de Boralex dans l'ensemble de ces projets, qui sont tous aussi dotés de contrats de vente d'électricité à long terme, représente 334 MW. Disposant de ressources financières significatives, la Société poursuit actuellement d'autres opportunités d'acquisition d'actifs éoliens opérants et de projets en développement au Canada et en France;
- l'acquisition de la totalité des parts de fiducie de Fonds de revenu Boralex énergie (le « Fonds ») en novembre 2010, ce qui a ajouté à la base d'actifs de Boralex une puissance installée et entièrement contractée de 190 MW (131 MW excluant la centrale thermique de Dolbeau vendue en avril 2012 et la centrale thermique de Kingsey Falls qui a cessé ses activités le 30 novembre 2012), principalement composé, à l'acquisition, d'excellents actifs hydroélectriques totalisant 100 MW;
- une percée dans le secteur de l'énergie solaire par la mise en service, en juin 2011, d'un premier parc solaire d'une puissance installée de 5 MW situé dans le sud-ouest de la France. À ce jour, les nouvelles installations ont apporté une contribution conforme aux attentes de la direction en plus de permettre à Boralex de développer son expertise dans ce secteur émergent; et
- la diminution du poids relatif du secteur thermique et des actifs non contractés dans le portefeuille énergétique de Boralex à la suite, principalement, de la vente en décembre 2011 des centrales américaines alimentées aux résidus de bois d'une puissance installée totalisant 186 MW, lesquelles ne disposaient pas de contrats de vente et transigeaient leur électricité sur le marché libre dans le nordest des États-Unis. Conformément aux objectifs de positionnement de Boralex, et comme décrit plus loin dans ce rapport de gestion, la contrepartie en espèces d'environ 81 M\$ (nets d'impôts) de cette vente a été en partie redéployée vers l'acquisition d'actifs opérants et de projets de développement dans les secteurs éolien et hydroélectrique. De plus, en 2011 et 2012, deux centrales thermiques situées au Québec ont cessé leurs opérations, dont l'une alimentée aux résidus de bois (Dolbeau) et l'autre au gaz naturel (Kingsey Falls). Ces fermetures sont décrites plus loin dans le rapport de gestion.

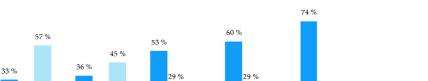
Chemin de la croissance

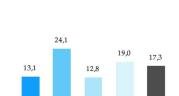


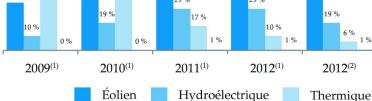
Effet sur l'évolution de la composition du portefeuille énergétique de Boralex

Ces graphiques représentent l'évolution de l'ensemble des sites détenus en date du 31 décembre 2012, par rapport à la fin des exercices précédents.











Répartition contractuelle

- (1) En exploitation
- (2) Pro forma, en incluant la part nette de Boralex de 550 MW dans les projets en développement

Répartition géographique

(3) En fonction de la production annuelle en MWh

Tel que l'illustrent ces graphiques, les décisions stratégiques des dernières années ont considérablement transformé et rehaussé le positionnement de Boralex. Ainsi, depuis la fin de l'exercice 2009, la proportion contractée à long terme de la puissance installée en exploitation de Boralex est passée de 51 % à 96 %. Si l'on considère également la part nette de Boralex dans les projets actuellement en développement, cette proportion atteindra environ 98 %, gage d'une rentabilité et de flux de trésorerie futurs plus importants et prévisibles.

Sur le plan sectoriel, le principal effet de ces développements a été d'accroître le poids relatif des secteurs éolien, hydroélectrique et solaire, lesquels génèrent des marges bénéficiaires supérieures au secteur thermique de Boralex. La part combinée des actifs en exploitation de ces trois secteurs se chiffre aujourd'hui à 90 % et elle atteindra 94 % en 2015, soit après la mise en service des sites éoliens et de la centrale hydroélectrique présentement en développement, sans tenir compte des autres projets d'expansion que la Société pourrait réaliser dans ces marchés cibles au cours des prochains trimestres et des prochaines années. À l'inverse, conformément à la décision de la Société de diminuer le poids relatif de son secteur thermique, la part de ce secteur dans la puissance installée globale de Boralex est passée de 57 % à 10 % depuis 2009, et elle sera marginale en 2015. L'un des principaux avantages de cette tendance est de stabiliser et de rendre plus prévisibles les résultats de la Société en diminuant son exposition aux fluctuations du coût des matières premières utilisées par les centrales thermiques, soit le gaz naturel et les résidus de bois, ainsi qu'au manque potentiel de disponibilité de ces derniers.

Sur le plan géographique, les développements des trois derniers exercices ont notamment eu pour effet de renforcer le positionnement de la Société au Canada, où se trouve maintenant 37 % de sa puissance installée en exploitation par rapport à 10 % en 2009. Pour leur part, la France et les États-Unis représentent 45 % et 18 % respectivement de la puissance installée en exploitation de la Société. Boralex jouit ainsi d'un meilleur équilibre géographique de ses sources de revenus, en plus d'être moins vulnérable aux fluctuations des devises. Comme l'indique le graphique, la part du marché canadien devrait atteindre 54 % avec la mise en service des projets en développement, ce qui ne tient toutefois pas compte des transactions potentielles d'expansion que la Société pourrait réaliser en France aussi bien qu'au Canada.

Principales transactions ayant eu une influence sur les résultats, la situation financière et le positionnement de Boralex en 2012

Activités abandonnées

D'une part, à la suite de la vente, en décembre 2011, des centrales thermiques américaines alimentées aux résidus de bois, la Société a déterminé que cette transaction répondait aux critères d'activités abandonnées selon les normes IFRS, en vertu desquelles 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 présentées dans une ligne distincte intitulée *Activités abandonnées*. Par contre, afin d'offrir aux lecteurs une vue complète des changements survenus dans les activités de Boralex, la Société a jugé pertinent d'inclure les données historiques relatives aux activités abandonnées dans les graphiques de la rubrique précédente illustrant l'évolution de la puissance installée selon l'existence ou non de contrats de vente, le mode de production d'énergie et la localisation des actifs.

D'autre part, en plus de la contrepartie nette d'impôts d'environ 81 M\$ US obtenue de la vente des centrales thermiques américaines de Boralex, les produits de la vente des RECs (pour *Renewable Energy Certificates*) issus de ces centrales en 2011 sont demeurés la propriété de Boralex. Ces RECs ont été vendus au cours du premier trimestre de 2012 pour un montant avant impôts de 3,8 M\$ inscrit au poste *Activités abandonnées* dans l'état consolidé des résultats. De plus, selon les conditions de la transaction de vente, Boralex a droit à 50 % du montant des ventes de RECs produits en 2012, 2013 et 2014 excédant un prix seuil défini. En vertu de cette clause, Boralex a enregistré au poste *Activités abandonnées* des gains totalisant 1,6 M\$ avant impôts sur sa part des RECs produits aux deuxième, troisième et quatrième trimestres de l'exercice 2012. Ainsi, la vente des RECs a généré pour Boralex un gain total de 3,7 M\$ après impôts pour l'ensemble de l'exercice 2012. Compte tenu du fait que la valeur au marché actuelle des RECs est supérieure au seuil prévu dans la transaction de vente en raison d'un excédent de la demande par rapport à l'offre, Boralex croit qu'elle pourrait continuer de réaliser une valeur intéressante sur la vente de RECs au cours des trimestres à venir. Il est toutefois difficile de prévoir si cette tendance se poursuivra et d'évaluer avec précision les montants que Boralex pourra encaisser d'ici la fin de 2014.

Fermeture et vente de la centrale thermique de Dolbeau (Québec) et arrêt de la production d'électricité de la centrale de Kingsey Falls (Québec)

En raison d'importantes difficultés au niveau de l'approvisionnement en résidus de bois rencontrées par la centrale de Dolbeau, Boralex a interrompu la production de cette unité le 2 avril 2011 et a décidé de mettre fin définitivement à ses activités au troisième trimestre de l'exercice 2011. Ceci a donc entraîné un manque à gagner dans les revenus et le BAIIA du premier trimestre de l'exercice 2012 par rapport à la même période en 2011, mais a eu un effet favorable sur le BAIIA de l'ensemble de l'exercice 2012 comparativement à l'année précédente. Le 18 avril 2012, Boralex a vendu cette centrale à Produits Forestiers Résolu (« Résolu ») pour une contrepartie en espèce de 5 M\$.

Par ailleurs, le 30 novembre 2012, date d'échéance de son contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec, la centrale de cogénération au gaz naturel de 31 MW située à Kingsey Falls a cessé ses activités de production d'électricité. Cet événement ainsi que son impact sur les résultats d'exploitation sont commentés plus en détail à la rubrique *Revue des secteurs d'activités*; *Centrales thermiques*, présentée plus loin dans le présent rapport de gestion. La Société a entamé des discussions avec son client industriel, Cascades, pour mettre en place un nouveau contrat afin de continuer de le fournir en vapeur.

Contribution du nouveau site solaire (France)

Ce site a contribué aux résultats de Boralex pour l'ensemble de l'exercice 2012 par rapport à un peu plus de six mois en 2011. Ceci a une incidence favorable sur les résultats de Boralex, quoique peu significative puisque ce site ne représente que 1 % de la puissance installée totale en exploitation de la Société.

Acquisitions au Canada et en France

Grâce au produit de la vente des centrales américaines aux résidus de bois réalisée à la fin de l'exercice précédent, jumelé à sa propre capacité d'autofinancement, Boralex a réalisé une série d'acquisitions stratégiques au cours de l'exercice 2012.

Au Canada, le 27 mars 2012, la Société a acquis un contrat d'approvisionnement en électricité d'une durée de 20 ans avec Hydro-Québec pour un projet éolien d'une puissance de 50 MW, qui sera mis en service à la fin de 2015 dans la municipalité régionale de comté (« MRC ») de Témiscouata (Québec).

En France, le 5 juin 2012, Boralex a signé une entente visant l'acquisition d'un projet éolien de 32 MW, le site La Vallée, dont la mise en service commerciale est prévue pour la fin de 2013. La clôture de cette transaction a eu lieu en novembre 2012. Toujours en France, Boralex a conclu le 28 juin 2012 l'acquisition d'un parc éolien de 34,5 MW déjà en exploitation, le parc St-Patrick, de même que l'acquisition de trois projets éoliens regroupant une puissance installée de 56 MW, qui seront mis en service en 2013 et 2014. En outre, Boralex a obtenu des options sur l'acquisition de 130 MW additionnels de projets éoliens présentement en développement en France auprès de la société InnoVent. La totalité de l'énergie produite par les sites éoliens visés par ces diverses transactions sera vendue à Électricité de France (« EDF ») en vertu de contrats à long terme.

Enfin, le 25 octobre 2012, la Société a finalisé l'acquisition d'un projet hydroélectrique de 22 MW en Colombie-Britannique (Canada) dont la mise en service commerciale est prévue pour 2014. Ce projet bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 40 ans avec BC Hydro, lequel inclut une option de renouvellement de 20 ans.

Les acquisitions réalisées en 2012 sont décrites plus en détail dans les sections de ce rapport de gestion traitant des différents secteurs d'activités de la Société.

Saisonnalité

Périodes de trois mois closes les					Exercice clos le
(en milliers de \$, sauf les données par MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2012	30 juin 2012	30 septembre 2012	31 décembre 2012	31 décembre 2012
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh) (non audité)					
Sites éoliens	172 405	183 836	100 343	210 838	632 422
Centrales hydroélectriques	163 095	158 874	86 472	164 072	572 513
Centrales thermiques	118 323	41 981	83 815	66 051	310 170
Site solaire	1 329	1 940	2 056	991	6 316
	455 152	386 631	272 686	441 952	1 521 421
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	20 647	16 345	12 540	25 124	74 654
Centrales hydroélectriques	13 986	12 445	7 456	13 860	47 748
Centrales thermiques	22 242	9 285	12 173	12 654	56 355
Site solaire	576	830	852	425	2 683
	57 451	38 905	33 021	52 063	181 440
BAIIA					
Sites éoliens	16 977	13 082	9 563	21 363	60 985
Centrales hydroélectriques	10 644	9 056	7 510	9 541	36 752
Centrales thermiques	8 395	1 154	2 408	2 601	14 558
Site solaire	495	723	770	324	2 312
	36 511	24 015	20 251	33 829	114 607
Corporatif et éliminations	(3 169)	(5 155)	(4 025)	(3 902)	(16 250)
•	33 342	18 860	16 226	29 927	98 357
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	4 826	(6 035)	(8 167)	542	(8 836)
Activités abandonnées	2 323	134	566	696	3 721
	7 149	(5 901)	(7 601)	1 238	(5 115)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE					
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0.10 #	(0.14) #	(0.22) A	0.01.4	(0.24)
Activités poursuivies	0,13 \$	(0,16) \$	(0,22) \$	0,01 \$	(0,24) \$
Activités abandonnées	0,06 \$	— \$	0,02 \$	0,02 \$	0,10 \$
	0,19 \$	(0,16) \$	(0,20) \$	0,03 \$	(0,14) \$
RÉSULTAT NET PAR ACTION DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,12 \$	(0,16)\$	(0,22) \$	0,01 \$	(0,24) \$
Activités abandonnées	0,06\$	— \$	0,02 \$	0,02 \$	0,10 \$
	0,18 \$	(0,16)\$	(0,20) \$	0,03 \$	(0,14) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT					
En dollar	21 849	5 778	6 870	14 118	48 615
Par action (de base)	0,58\$	0,15 \$	0,18 \$	0,37 \$	1,29 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 726 689	37 727 077	37 730 162	37 732 568	37 729 137

			Périod	es de trois mois closes les	Exercice clos le
(en milliers de \$, sauf les données par MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2011	30 juin 2011	30 septembre 2011	31 décembre 2011	31 décembre 2011
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh) (non audité)					
Sites éoliens	152 570	124 362	94 840	182 810	554 581
Centrales hydroélectriques	145 004	213 490	148 596	196 522	703 612
Centrales thermiques	175 046	88 138	92 423	114 225	469 835
Site solaire	_	268	1 942	1 017	3 227
	472 620	426 258	337 801	494 574	1 731 255
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	18 273	15 193	11 328	22 461	67 255
Centrales hydroélectriques	12 732	15 990	11 615	15 982	56 319
Centrales thermiques	26 261	12 762	12 368	17 584	68 975
Site solaire	-	124	887	465	1 476
	57 266	44 069	36 198	56 492	194 025
BAIIA					
Sites éoliens	15 066	11 991	8 160	18 440	53 657
Centrales hydroélectriques	9 076	12 648	8 513	11 386	41 623
Centrales thermiques	11 532	2 078	2 928	4 100	20 638
Site solaire		121	810	399	1 330
	35 674	26 838	20 411	34 325	117 248
Corporatif et éliminations	(4 445)	(4 300)	(3 723)	(4 024)	(16 492)
	31 229	22 538	16 688	30 301	100 756
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	3 903	(3 730)	(6 315)	3 536	(2 606)
Activités abandonnées	3 108	(1 377)	(893)	4 651	5 489
	7 011	(5 107)	(7 208)	8 187	2 883
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
	0,11 \$	(0,10)\$	(0,17) \$	0,10 \$	(0,07) \$
Activités poursuivies Activités abandonnées	0,08 \$	(0,10) \$ (0,04) \$	(0,17) \$ (0,02) \$	0,10 \$	0,15 \$
Activites availuotitiees	0,19 \$	(0,04) \$	(0,02) \$	0,12 \$	0,13 \$
	0,12 φ	(Ο/11) Ψ	(0,12) ψ	<i>υ,</i> <u></u> ψ	σ,σσ ψ
RÉSULTAT NET PAR ACTION DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,10\$	(0,10)\$	(0,17) \$	0,10 \$	(0,07) \$
Activités abandonnées	0,08 \$	(0,04) \$	(0,02) \$	0,12 \$	0,15 \$
	0,18 \$	(0,14) \$	(0,19) \$	0,22 \$	0,08 \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT					
En dollar	17 453	9 602	9 572	17 613	54 240
Par action (de base)	0,46\$	0,25 \$	0,25 \$	0,47 \$	1,44 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 766 491	37 773 213	37 745 598	37 725 898	37 752 670

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 disposent 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'activité des sites de Boralex est influencé par les cycles saisonniers décrits ciaprès.

Éolien

Pour les actifs éoliens de Boralex totalisant 286 MW actuellement en exploitation, les conditions éoliennes 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 réalisés depuis 2009 et 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 528 MW que Boralex développe actuellement au Canada et en France, seule ou avec des partenaires, et dans lesquels la participation nette de Boralex représente 334 MW. Ces mises en service porteront la puissance installée en exploitation des actifs éoliens en propriété propre de Boralex à environ 620 MW d'ici la fin de l'exercice 2015, sans compter les possibilités d'acquisitions d'autres actifs en exploitation 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

Pour les actifs hydroélectriques de Boralex totalisant 136 MW, le volume de production 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 quatre centrales qui bénéficient d'un débit régularisé en amont mais dont le débit n'est pas sous le contrôle de la Société, les autres centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs au moyen desquels 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 21 MW, ce qui représente actuellement 15 % de la puissance installée totale du secteur hydroélectrique de Boralex et 4 % de la puissance installée globale. Étant donné que ces centrales vendent leur électricité sur le marché libre de l'État de New York, 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. Par ailleurs, le prix de vente de l'électricité de l'État de New York est aussi largement influencé par le cours du gaz naturel, lequel est sujet à une importante volatilité. À cet effet, notons que le prix du gaz naturel en Amérique du Nord se trouve sous la moyenne de la dernière décennie.

Thermique

Boralex possède deux centrales de production d'énergie thermique en exploitation, dont la puissance installée totalise 49 MW. L'une d'elles, située à Senneterre (Québec, Canada), est alimentée en résidus de bois et dispose d'un contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec qui viendra à échéance en 2027. Vers la fin 2011, une entente a été conclue avec Hydro-Québec en vertu de laquelle, pour les années 2012 et 2013, la production d'électricité de la centrale de Senneterre est limitée à six mois par année, soit de décembre à mars ainsi qu'en juillet et août. Les modalités de l'entente font en sorte que les résultats de la centrale ne devraient pas en être affectés, dans la mesure où la centrale opère à la cadence prévue durant les mois d'exploitation.

Boralex exploite également une centrale alimentée au gaz naturel située à Blendecques (France). En vertu de son contrat de vente actuel avec EDF, qui prend fin en novembre 2013, 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. Notons que la production de vapeur est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande du client, laquelle est relativement prévisible et régulière. Depuis 2005, compte tenu de la hausse de la clause de plafonnement des prix et du niveau du coût du gaz naturel, la centrale n'a exploité son équipement de cogénération que cinq mois par année, soit de novembre à mars. Pour les mêmes raisons, il est prévu que la centrale interrompra sa production d'électricité à la fin mars 2013. Des démarches sont en cours afin de conclure un nouveau contrat de vente d'électricité avec EDF avant l'échéance du contrat actuel, en autant que les termes et conditions proposés répondent aux exigences de rendement de la Société. D'ici à ce qu'une entente soit finalisée, la direction de Boralex ne peut se prononcer sur l'avenir à moyen et long terme de cette centrale.

Solaire

Le seul site solaire de la Société actuellement en exploitation, de 5 MW, est situé dans le sud-ouest 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 seront réalisés aux deuxième et troisième 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 que, suite aux principaux événements des derniers exercices, soit l'expansion marquée du secteur éolien, l'acquisition du Fonds, la mise en service d'un site de production d'énergie solaire 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 d'un positionnement géographique favorable. De plus, Boralex privilégie une saine gestion de son capital, de façon à s'assurer de la santé et de la flexibilité financière nécessaire 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

Sites écoliens		Périodes de tr closes les 31 d		Exercices clos les 31 décembre	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh) (non audité) Sites écoliens 210 838 182 810 632 422 554 81 Centrales hydroélectriques 164 072 196 522 572 513 703 612 60 6051 114 225 310 170 409 835 581 515 solaire 991 1 017 6 316 3 227 780 780 780 780 780 780 780 780 780 780	(en milliers de \$, sauf les données par MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	2012	2011	2012	2011
Centrales hydroelectriques 164 072 196 522 572 513 703 612 Centrales thermiques 66 051 114 225 310 170 409 935 Sites colaire 991 1 077 63 18 3 227 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE 441 952 494 574 1 521 421 1 731 255 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE 25 124 22 461 7 4654 6 7 255 Centrales hydroelectriques 13 860 15 982 47 789 56 319 Centrales thermiques 12 654 17 84 56 355 68 975 Sites solaire 425 465 2 633 1 476 BAIIA 52 063 56 492 181 440 194 025 BAIIA 31 860 1 13 36 3 6752 41 623 Centrales thermiques 2 1 363 18 440 60 985 53 657 Centrales thermiques 2 1 363 18 440 60 985 53 657 Centrales thermiques 2 2 301 3 1 325 11 4 607 117 248 Corporatif et eliminations	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh) (non audité)				
Centrales thermiques 66 051	Sites éoliens	210 838	182 810	632 422	554 581
Site solaire	Centrales hydroélectriques	164 072	196 522	572 513	703 612
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERCIE	Centrales thermiques	66 051	114 225	310 170	469 835
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites éoliens 25 124 22 461 74 654 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255 67 319 67 255	Site solaire	991	1 017	6 316	3 227
Sites écliens 25 124 22 461 74 654 67 255 Centrales hydroélectriques 13 860 15 982 47 748 56 319 Centrales thermiques 12 654 17 584 56 355 68 975 Site solaire 425 465 2 683 14 76 BAIIA Sites écliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) August projecteriques Corporatif et éliminations 21 363 18 440 60 985 53 657 Corporatif et éliminations 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 2 2 61 4 100 14 58 26 638 Site sólaires		441 952	494 574	1 521 421	1 731 255
Centrales hydroelectriques 13 860 15 982 47 748 56 319 Centrales thermiques 12 654 17 584 56 355 68 975 Stite solaire 425 465 2 683 1 476 BAIIA Stites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroelèctriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 300 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) Aux	PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Centrales thermiques 12 654 17 584 56 355 68 975	Sites éoliens	25 124	22 461	74 654	67 255
Centrales thermiques 12 654 17 584 56 355 68 975 Site solaire 425 465 2 683 1 476 BAIIA 52 063 56 492 181 440 194 025 BAIIA Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) BAIIA AJUSTÉ Sites éoliers 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 2 1363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 2 2 601 4 100 14 558 20 638 <td>Centrales hydroélectriques</td> <td>13 860</td> <td>15 982</td> <td>47 748</td> <td>56 319</td>	Centrales hydroélectriques	13 860	15 982	47 748	56 319
Site solaire 425 465 2 683 1 476 BAIIA Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) BAIIA AJUSTÉ 29 927 30 301 98 357 100 756 BAIIA AJUSTÉ 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 12 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 13 30 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (6 217) (16 422) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Activités poursuivies 542 3 536 (8 836)	-	12 654	17 584	56 355	68 975
Section Sect	-	425	465	2 683	1 476
BAIIA Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 588 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) Corporatif et éliminations 29 927 30 301 98 357 100 756 BAIIA AJUSTÉ 38 38 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 10 258 11 386 35 152 41 623 Centrales hydroélectriques 2 601 4 100 14 558 20 638 Sites solaire 324 399 2 312 1 330 Gentrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Sites solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) 10 10 14 58					
Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroelectriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 32 4 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) BAIIA AJUSTÉ Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroelectriques 10 258 11 366 33 512 41 623 Centrales hydroelectriques 10 258 11 366 33 512 41 623 Centrales hydroelectriques 10 258 11 366 33 512 41 623 Centrales hydroelectriques 10 258 11 366 33 512 41 623 Centrales hydroelectriques 10 258 11 366 33 512 41 623 Centrales hydroelectriques 10 258 11 366 33 512 41 623 Centrales hydroelectriques 2 601 4 100 14 558 20 638	BAIIA				
Centrales hydroelectriques 9 541 11 386 36 752 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) Corporatif et éliminations 29 927 30 301 98 357 100 756 BAIIA AJUSTÉ Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroelectriques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217)<		21 363	18 440	60 985	53 657
Centrales thermiques 2 601					
Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) BAIIA AJUSTÉ 29 927 30 301 98 357 100 756 BAIIA AJUSTÉ 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroelectriques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 32 4 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 536 (8 836) (2 606) Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités poursuivies 696 4 651 3 721 5 489 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 (5 115) 2 883 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 0,01 \$ 0,10	,				
Corporatif et éliminations 33 829 34 325 114 607 117 248	-				
Corporatif et éliminations (3 902) (4 024) (16 250) (16 492) (16 492) (29 927) 30 301 98 357 100 756 (29 927) 30 301 98 357 100 756 (29 927) 30 301 98 357 100 756 (29 927) 30 301 98 357 (20 07 56) (2	one somme				
29 927 30 301 98 357 100 756	Corporatif et éliminations				
BAIIA AJUSTÉ Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 Activités poursuivies 0,01 \$ 8 187 (5 115) 2 883 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités poursuivies 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	eospotata et camanatorio	· , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	` ′	`	
Sites éoliens 21 363 18 440 60 985 53 657 Centrales hydroélectriques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 <td< td=""><td>BAHA AHISTÉ</td><td>_, ,_,</td><td>50 501</td><td>20 00.</td><td>100.00</td></td<>	BAHA AHISTÉ	_, ,_,	50 501	20 00.	100.00
Centrales hydroélectriques 10 258 11 386 33 512 41 623 Centrales thermiques 2 601 4 100 14 558 20 638 Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités poursuivies 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	-	21 363	18 440	60 985	53 657
Centrales thermiques 2 601					
Site solaire 324 399 2 312 1 330 Corporatif et éliminations 34 546 34 325 111 367 117 248 Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies Activités abandonnées 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	-				
Corporatif et éliminations (5 412) (4 024) (16 217) (16 492) 29 134 30 301 95 150 100 756 RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités poursuivies 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ Activités abandonnées 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	Site solaire	324	399	2 312	1 330
29 134 30 301 95 150 100 756		34 546	34 325	111 367	117 248
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	Corporatif et éliminations	(5 412)	(4 024)	(16 217)	(16 492)
ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 1 238 8 187 (5 115) 2 883 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$		29 134	30 301	95 150	100 756
ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 1 238 8 187 (5 115) 2 883 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	DÉCLUTAT MET ATTRIBUTA DI C				
Activités poursuivies 542 3 536 (8 836) (2 606) Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 1 238 8 187 (5 115) 2 883 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$					
Activités abandonnées 696 4 651 3 721 5 489 1 238 8 187 (5 115) 2 883 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$		542	3 536	(8 836)	(2 606)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	Activités abandonnées	696	4 651	3 721	5 489
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$		1 238	8 187	(5 115)	2 883
AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,01 \$ 0,10 \$ (0,24) \$ (0,07) \$ Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$ MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$, ,	
Activités abandonnées 0,02 \$ 0,12 \$ 0,10 \$ 0,15 \$ 0,08 \$ 0,03 \$ 0,22 \$ (0,14) \$ 0,08 \$	RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	Activités poursuivies	0,01 \$	0,10\$	(0,24) \$	(0,07) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	Activités abandonnées	0,02 \$	0,12 \$	0,10 \$	0,15 \$
En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$		0,03 \$	0,22 \$	(0,14) \$	0,08 \$
En dollar 14 118 17 613 48 615 54 240 Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$	MARGE BRUTE DALIEGEN ANGENTE				
Par action (de base) 0,37 \$ 0,47 \$ 1,29 \$ 1,44 \$		14.110	17 (10	40.71	E4 240
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base) 37 732 568 37 725 898 37 729 137 37 752 670	Par action (de base)	0,37 \$	0,47 \$	1,29 \$	1,44 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base) 37 732 568 37 725 898 37 729 137 37 752 670					
	Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 732 568	37 725 898	37 729 137	37 752 670

Données relatives aux résultats d'exploitation

	Exercices clos les 31 décembre			
(en milliers de \$, sauf les données par MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	2012	2011	2010	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh) (non audité)	1 521 421	1 731 255	876 211	
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	181 440	194 025	102 812	
ВАПА	98 357	100 756	39 414	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(8 836)	(2 606)	23 414	
Activités abandonnées	3 721	5 489	11 658	
	(5 115)	2 883	35 072	
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,24) \$	(0,07) \$	0,62 \$	
Activités abandonnées	0,10 \$	0,15 \$	0,31 \$	
	(0,14) \$	0,08 \$	0,93 \$	
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	37 729 137	37 752 670	37 741 916	

Données relatives à l'état de la situation financière

		Aux 31 décembre	
(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	2012	2011	2010
Total de l'actif	1 229 871	1 176 855	1 245 507
Emprunts*	522 186	506 184	513 774
Débentures convertibles	226 299	223 347	220 824
Total des capitaux propres	342 369	328 878	367 689

 $[\]mbox{\ensuremath{^{\ast}}}$ Incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts.

Mesures non conformes aux IFRS

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA, la marge brute d'autofinancement, le coefficient d'endettement net, le BAIIA ajusté et le résultat net ajusté 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 d'exploitation et la capacité d'une entreprise à générer des liquidités à même ses activités d'exploitation.

Ces mesures non conformes aux IFRS sont tirées principalement des états financiers 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 eux 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		Exercio les 31 d	es clos écembre
(en milliers de \$)	2012	2011	2012	2011
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	1 238	8 187	(5 115)	2 883
Résultat net des activités abandonnées	(696)	(4 651)	(3 721)	(5 489)
Part des actionnaires sans contrôle	634	382	(149)	(379)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	1 273	1 277	(2 183)	(2 311)
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	(103)	498	396	972
Perte (Gain) de change	(80)	2 386	26	(961)
Charges financières	12 640	12 639	49 279	49 664
Dépréciation (Reprise de perte de valeur) des immobilisations corporelles et incorporelles	_	(5 000)	823	1 503
Autres pertes (gains)	_	_	971	(2 959)
Amortissement	15 021	14 583	58 030	57 833
BAIIA	29 927	30 301	98 357	100 756

La marge brute d'autofinancement correspond aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation. La direction utilise cette mesure afin de juger des liquidités générées par l'exploitation de la Société et de sa capacité à 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 du poste *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 d'exploitation, est présenté dans le tableau suivant :

		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2012	2011	
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	47 396	66 131	
Moins : Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(1 219)	11 891	
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	48 615	54 240	

La Société définit l'endettement net comme suit :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de \$)	2012	2011
Emprunts non courants	423 616	479 525
Part à moins d'un an des emprunts	98 570	26 659
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	7 263	8 889
Moins:		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(107 138)	(144 703)
Encaisse affectée*	(5 063)	(552)
Endettement net	417 248	369 818

^{*} Excluant l'encaisse réservée à la phase I des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré

La Société définit sa capitalisation totale aux livres comme suit :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de \$)	2012	2011
Total des capitaux propres	342 369	328 878
Endettement net	417 248	369 818
Débentures convertibles	226 299	223 347
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, nets de l'amortissement cumulé	4 164	4 710
Impôts différés reliés aux débentures convertibles	5 158	5 158
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles	(5 251)	(2 728)
Capitalisation totale aux livres	989 987	929 183

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

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de \$)	2012	2011
Endettement net	417 248	369 818
Capitalisation totale aux livres	989 987	929 183
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET	42,1 %	39,8 %

Les quatre tableaux suivants rapprochent le BAIIA des secteurs hydroélectrique, corporatif et du consolidé, ainsi que le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex, tels qu'ils sont présentés aux états financiers, avec le BAIIA ajusté et le résultat net ajusté :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2012	2011	2012	2011
BAIIA - Secteur hydroélectrique	9 541	11 386	36 752	41 623
Éléments spécifiques :				
Ajustement rétroactif aux taxes sur droits d'eau de centrales hydroélectriques aux États-Unis et au Canada	717	_	(3 240)	
BAIIA AJUSTÉ - SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE	10 258	11 386	33 512	41 623

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2012	2011	2012	2011
BAIIA - Secteur corporatif	(3 902)	(4 024)	(16 250)	(16 492)
Éléments spécifiques :				
Honoraires professionnels encourus dans le cadre des acquisitions en France et au Canada	305	_	1 848	_
Autres revenus	(1 815)	_	(1 815)	_
BAIIA AJUSTÉ - SECTEUR CORPORATIF	(5 412)	(4 024)	(16 217)	(16 492)

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2012	2011	2012	2011
BAIIA - Consolidé	29 927	30 301	98 357	100 756
Éléments spécifiques :				
Ajustement rétroactif aux taxes sur droits d'eau de centrales hydroélectriques aux États-Unis et au Canada	717	_	(3 240)	_
Honoraires professionnels encourus dans le cadre des acquisitions en France et au Canada	305	_	1 848	_
Autres revenus	(1 815)	_	(1 815)	_
BAIIA AJUSTÉ - CONSOLIDÉ	29 134	30 301	95 150	100 756

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2012	2011	2012	2011
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	1 238	8 187	(5 115)	2 883
Résultat net des activités abandonnées	(696)	(4 651)	(3 721)	(5 489)
Éléments spécifiques*:				
Ajustement rétroactif aux taxes sur droits d'eau de centrales hydroélectriques aux États-Unis et au Canada	977	_	(1 397)	_
Honoraires professionnels encourus dans le cadre des acquisitions en France et au Canada	212	_	1 246	_
Autres revenus	(1 271)	_	(1 271)	_
Dépréciation (Reprise de perte de valeur) des immobilisations corporelles et incorporelles	_	(3 500)	492	1 052
Autres pertes (gains)	_	_	680	(2 071)
RÉSULTAT NET AJUSTÉ - CONSOLIDÉ	460	36	(9 086)	(3 625)

^{*} Nets d'impôts

Éléments spécifiques des trimestres clos les 31 décembre 2012 et 2011

Au cours du dernier trimestre de l'exercice 2012, Boralex a enregistré certains éléments spécifiques qui ont eu une incidence favorable totale nette de 0,8 M\$ sur le BAIIA et sur le résultat net du trimestre. Ces éléments sont les suivants :

- une dépense de 0,7 M\$ avant impôts (1,0 M\$ après impôts en incluant les pénalités et intérêts afférents) liés à un ajustement rétroactif des taxes sur droits d'eau de centrales hydroélectriques ;
- des honoraires professionnels de 0,3 M\$ avant impôts (0,2 M\$ après impôts) encourus dans le cadre d'acquisitions réalisées en France et au Canada;
- un autre revenu de 1,8 M\$ avant impôts (1,3 M\$ après impôts) enregistré à la suite de la réception de 155 890 actions de la papetière Résolu (anciennement AbitibiBowater) en règlement final du litige concernant les sommes dues par Résolu à Boralex relativement à la centrale thermique de Dolbeau (Québec, Canada), jadis exploitée par la Société pour le compte de Résolu ; et
- un gain de 0,7 M\$ après impôts au titre de résultat net des activités abandonnées, c'est-à-dire, les centrales américaines alimentées en résidus de bois qui furent cédées à un tiers en décembre 2011. Conformément aux termes de la transaction de vente décrits précédemment, ce montant représente la part de 50 % (net d'impôts) des ventes de RECs réalisées par ces centrales au quatrième trimestre et dont la valeur a excédé le prix seuil fixé lors de la transaction.

Au cours du quatrième trimestre de l'exercice 2011, Boralex avait enregistré deux éléments spécifiques ayant eu une incidence favorable totalisant de 8,2 M\$ sur son résultat net, soit :

- un montant de 4,7 M\$ après impôts représentant le résultat net des activités abandonnées généré antérieurement à leur vente ainsi qu'un gain sur cession d'actifs ; et
- un montant de 3,5 M\$ représentant une reprise de valeur de 5,0 M\$ avant impôts résultant du renversement d'une partie de la dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale thermique de Dolbeau à la suite de la réception par Boralex d'une offre d'achat de Résolu.

Éléments spécifiques des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011

Au cours de l'exercice 2012, Boralex a enregistré les éléments spécifiques suivants ayant eu un effet favorable total net de 3,2 M\$ et 4,0 M\$ respectivement sur le BAIIA et le résultat net de l'exercice :

- un élément favorable total net de 3,2 M\$ avant impôts (1,4 M\$ après impôts) composé d'ajustements rétroactifs apportés aux taxes et redevances relatives aux droits d'eau de centrales hydroélectriques américaines et canadiennes ;
- des frais totalisant 1,8 M\$ avant impôts (1,2 M\$ après impôts) à titre d'honoraires professionnels encourus dans le cadre des acquisitions en France et au Canada au cours de l'exercice 2012;
- le revenu spécifique mentionné précédemment de 1,8 M\$ avant impôts (1,3 M\$ après impôts) sous forme d'actions reçues de Résolu ;
- un gain de 3,7 M\$ après impôts au titre de résultat net des activités abandonnées, représentant principalement la vente au premier trimestre des RECs produits en 2011 par les centrales thermiques cédées en décembre 2011, ainsi que la part de 50 % (nette d'impôts) des ventes de RECs réalisées par ces centrales aux deuxième, troisième et quatrième trimestres et dont la valeur a excédé le prix seuil fixé lors de la transaction ;
- une dépréciation de 0,5 M\$ après impôts d'immobilisations corporelles et incorporelles qui furent subséquemment vendues par la Société ; et
- une perte de 0,7 M\$ après impôts sur la vente d'actions de Résolu qui avaient été émises antérieurement par cette dernière à Boralex.

Pour l'exercice 2011, la Société n'avait enregistré aucun élément spécifique ayant eu une incidence sur son BAIIA. Cependant, trois éléments spécifiques avaient favorisé son résultat net d'un montant total net de 6,5 M\$, 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\$;
- une dépréciation totale nette, au montant de 1,1 M\$, des immobilisations corporelles et incorporelles de la centrale thermique de Dolbeau; et
- des gains totalisant 2,1 M\$ provenant de la vente d'un projet éolien non stratégique en Ontario, de la vente d'actions de Résolu et de la cession d'actifs à la coentreprise détenue à 50 % par Boralex (« la Coentreprise »), créée en 2011 dans le cadre des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré au Québec.

Analyse des résultats d'exploitation de la période de trois mois close le 31 décembre 2012

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

	Résultat net ajusté (en milliers de \$)	Par action (en \$, de base)
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2011	36	— \$
Variation du BAIIA ajusté	(1 167)	(0,03) \$
Amortissement	(438)	(0,01) \$
Charges financières	677	0,02 \$
Gains de change	2 466	0,06 \$
Perte nette sur instruments financiers	601	0,02 \$
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(1 463)	(0,04)\$
Part des actionnaires sans contrôle	(252)	(0,01) \$
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2012	460	0,01 \$

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012, excluant les éléments spécifiques décrits à la rubrique précédente, Boralex a enregistré un bénéfice net ajusté de 0,5 M\$ ou 0,01 \$ par action (de base et dilué), par rapport à un bénéfice net non significatif au même trimestre de l'année précédente. Cette amélioration s'explique en grande partie par le fait que la Société avait réalisé des pertes de change et pertes sur instruments financiers totalisant 2,9 M\$ avant impôts au quatrième trimestre de 2011, alors qu'elle a réalisé des gains de change et des gains sur instruments financiers totalisant 0,2 M\$ avant impôts au même trimestre en 2012. De plus, la Société a bénéficié d'une diminution de ses charges financières, sur une base ajustée, de 0,7 M\$, pour les raison décrites plus loin sous cette rubrique.

Ces éléments favorables totalisant 3,7 M\$ ont amplement compensé le recul de 1,2 M\$ du BAIIA ajusté, attribuable principalement à une baisse du volume de production, la hausse de la dépense d'amortissement de 0,4 M\$ et la variation des impôts sur le résultat de 1,5 M\$.

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

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA ajusté
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2011	56 492	30 301
Mise en service*	3 448	3 013
Arrêt de la centrale thermique Kingsey Falls	(3 398)	(1 349)
Prix	649	649
Volume	(3 609)	(2 961)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(1 503)	(916)
Coût des matières premières	_	(643)
Entretien	_	567
Développement – prospection	_	(527)
Autres	(16)	1 000
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2012	52 063	29 134

^{*} Ajout du site éolien opérant St-Patrick acquis le 28 juin 2012

Produits de la vente d'énergie

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2012, les produits générés par la vente d'énergie des activités poursuivies de Boralex ont totalisé 52,1 M\$ comparativement à 56,5 M\$ à la même période en 2011, en baisse de 4,4 M\$ ou de 7,8 %. Notons que la fluctuation des taux de change, principalement la dépréciation de l'euro par rapport au dollar canadien, a eu une incidence défavorable de 1,5 M\$ sur l'évolution des produits entre les deux périodes comparatives. À taux de change constant, leur diminution a été de 2,9 M\$ ou 5,2 %.

Le principal facteur responsable du recul des produits a été la baisse de 10,6 % du volume de production qui a totalisé 441 952 MWh au quatrième trimestre de 2012, comparativement à 494 574 MWh à la même période en 2011. Cette baisse est en majeure partie attribuable au secteur thermique, plus précisément à l'arrêt de la production d'électricité de la centrale de Kingsey Falls lors de l'échéance de son contrat de vente avec Hydro-Québec, le 30 novembre 2012, de même qu'à l'entente conclue entre Boralex et Hydro-Québec en vertu de laquelle la centrale thermique de Senneterre n'a produit de l'électricité qu'en décembre 2012 par rapport à la totalité du quatrième trimestre de 2011.

En outre, bien qu'il ait été près de la moyenne historique pour cette période de l'année, le volume de production des centrales hydroélectriques situées dans l'État de New York a été inférieur au niveau exceptionnellement élevé enregistré au quatrième trimestre de l'exercice 2011 à la faveur de conditions d'hydraulicité particulièrement favorables. Cependant, le recul de la production des secteurs thermique et hydroélectrique a été en partie compensé par une hausse de 15,3 % de celle du secteur éolien, grâce principalement à l'ajout du site français St-Patrick acquis en juin 2012, ainsi qu'à une production accrue des sites éoliens français existants.

Au total, les variations de production décrites précédemment ont eu une incidence négative nette de 3,6 M\$ sur les produits trimestriels, tenant compte de l'apport du nouveau site éolien St-Patrick. L'effet de volume fut en partie compensé par un effet de prix favorable de 0,6 M\$ attribuable à tous les secteurs.

Autres revenus

Les *Autres revenus* ont totalisé 2,4 M\$ au quatrième trimestre de 2012, incluant le revenu de 1,8 M\$ relatif à la réception d'actions de Résolu, un montant de 0,2 M\$ provenant de la vente de quotas excédentaires de CO₂ par la centrale thermique de Blendecques (France), et des honoraires de gestion totalisant 0,2 M\$. Au quatrième trimestre de 2011, la Société avait enregistré 0,2 M\$ en autres revenus, composés uniquement d'honoraires de gestion.

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté des activités poursuivies s'est chiffré à 29,1 M\$ au quatrième trimestre de l'exercice 2012, par rapport à 30,3 M\$ à la même période en 2011, affichant une baisse de 1,2 M\$ ou de 4,0 %. Toutefois, si l'on exclut l'effet défavorable de 0,9 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, le BAIIA ajusté du quatrième trimestre de 2012 a été comparable à celui de l'année précédente, accusant un très léger recul de moins de 1 %.

Pour sa part, la marge de BAIIA ajusté en pourcentage des produits a affiché une amélioration significative, passant de 53,6 % au quatrième trimestre de l'exercice 2011 à 56,0 % à la même période en 2012. Cette progression s'explique en bonne partie par le fait que l'ajout du site St-Patrick, jumelé au recul de la production du secteur thermique discuté préalablement, a augmenté le poids relatif du secteur éolien dans les résultats consolidés de Boralex. De plus, la baisse du volume de production du secteur thermique a eu un effet négatif moindre sur le BAIIA ajusté que sur les produits consolidés dû, notamment, aux économies réalisées en matière première et en autres coûts à la suite de l'arrêt de la production d'électricité de la centrale de Kingsey Falls ainsi qu'aux clauses compensatoires prévues dans l'entente entre Hydro-Québec et la centrale de Senneterre afin que la rentabilité de cette dernière ne soit pas pénalisée par les interruptions programmées de sa production.

Au total, l'ensemble des facteurs ayant influé sur le volume de production des différents secteurs, soit la mise en service du site éolien St-Patrick, les arrêts de production de deux centrales thermiques et les variations de productivité des actifs existants, a eu une incidence négative totale nette de 1,2 M\$ sur le BAIIA du quatrième trimestre de 2012. La rentabilité de la période a aussi été affectée par une augmentation de 0,6 M\$ du coût des matières premières attribuable essentiellement à la hausse du coût du gaz naturel consommé par les centrales thermiques de Kingsey Falls (Québec, Canada) et de Blendecques (France), ainsi que par une hausse de 0,5 M\$ des frais de développement et de prospection liés principalement à des projets éoliens au Canada.

À l'inverse, la rentabilité de Boralex au quatrième trimestre de 2012 a bénéficié de l'effet de prix favorable de 0,6 M\$ mentionné précédemment, d'une baisse de 0,6 M\$ des frais d'entretien et de divers autres éléments favorables totalisant 1,0 M\$ dû, notamment, à la non récurrence de certains éléments défavorables et autres frais encourus en 2011.

Amortissement

La dépense d'amortissement a augmenté de 0,4 M\$ pour se chiffrer à 15,0 M\$ au quatrième trimestre de l'exercice 2012, en raison de l'ajout du site éolien français St-Patrick et de l'amortissement accéléré de la chaudière de la centrale thermique de Blendecques en prévision de l'arrivée à terme, en novembre 2013, de son contrat actuel de vente d'électricité avec EDF. Tel que mentionné précédemment, des démarches sont en cours afin de conclure un nouveau contrat dont les termes et conditions répondront aux critères de rendement de la Société. L'issue de ces démarches déterminera si les installations existantes de la centrale seront mises à l'arrêt définitivement ou remplacées par de l'équipement plus moderne. D'autre part, la hausse de l'amortissement au quatrième trimestre a été atténuée par certains facteurs favorables, dont l'arrêt des activités de cogénération de la centrale de Kingsey Falls le 30 novembre 2012 et l'effet positif qu'a eu la dévaluation de l'euro sur l'amortissement des actifs européens de la Société.

Comme il est commenté à la rubrique précédente, Éléments spécifiques des trimestres clos les 31 décembre 2012 et 2011, rappelons que Boralex avait enregistré une reprise de perte de valeur de 5,0 M\$ avant impôts au quatrième trimestre de 2011 relativement à la centrale thermique de Dolbeau.

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

Les charges financières ont diminué de 0,7 M\$ sur une base ajustée pour se chiffrer à 12,0 M\$ en raison, notamment, du remboursement graduel des dettes liées aux sites éoliens français et canadiens existants et de l'effet favorable de la dépréciation de l'euro sur le niveau des emprunts contractés en France.

Boralex a enregistré un gain de change de 0,1 M\$ au quatrième trimestre de 2012 alors qu'au même trimestre de l'année précédente, elle avait encouru une perte de change de 2,4 M\$ due en 2011 à une réévaluation défavorable des avances intercompagnies à la suite du rapatriement de liquidités des États-Unis vers le Canada et à la variation des taux de change.

Par ailleurs, la Société a comptabilisé un gain net de 0,1 M\$ sur instruments financiers au quatrième trimestre de 2012 comparativement à une perte nette de 0,5 M\$ sur instruments financiers à la même période en 2011, soit une variation favorable de 0,6 M\$. Rappelons que le poste *Perte nette (Gain net) sur instruments financiers* est principalement composé du montant lié à la portion inefficace des instruments financiers. Bien que tous les instruments financiers utilisés par Boralex soient hautement efficaces, ils comportent toujours une très faible proportion d'inefficacité.

Résultat net ajusté attribuable aux actionnaires de Boralex

Excluant l'ensemble des éléments spécifiques des deux périodes comparatives, Boralex a clos la période de trois mois terminée le 31 décembre 2012 avec un bénéfice net ajusté de 0,5 M\$ ou 0,01 \$ par action (de base et dilué), par rapport à un bénéfice net ajusté non significatif au même trimestre de l'année précédente.

EN RÉSUMÉ,

malgré la baisse de production planifiée du secteur thermique et en dépit de conditions d'hydraulicité moins favorables qu'en 2011, Boralex a amélioré sa marge bénéficiaire et son résultat net grâce, en majeure partie, à l'excellente performance de son secteur éolien. Dans la foulée des trimestres précédents, cette évolution continue de mettre en lumière les retombées positives de la stratégie de développement et de positionnement de Boralex, plus particulièrement les bienfaits générés par l'expansion et la diversification géographique croissante de son secteur éolien, incluant la contribution du site opérant récemment acquis en France.

Analyse des résultats d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2012

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

	Résultat net ajusté (en milliers de \$)	Par action (en \$, de base)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	(3 625)	(0,10) \$
Variation du BAIIA ajusté	(5 606)	(0,14) \$
Amortissement	(197)	(0,01) \$
Charges financières	1 063	0,03 \$
Perte (Gain) de change	(987)	(0,03) \$
Perte nette sur instruments financiers	576	0,02 \$
Recouvrement d'impôts sur le résultat	31	— \$
Part des actionnaires sans contrôle	(341)	(0,01) \$
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	(9 086)	(0,24) \$

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, Boralex a enregistré une perte nette ajustée de 9,1 M\$ ou 0,24 \$ par action (de base et diluée) par rapport à une perte nette ajustée de 3,6 M\$ ou 0,10 \$ par action (de base et diluée) lors de l'exercice 2011. Cette variation négative de 5,5 M\$ est principalement attribuable au recul de 5,6 M\$ du BAIIA ajusté, étant donné que les autres éléments défavorables (principalement la variation des gains et pertes de change et la hausse de l'amortissement) ont été contrebalancés par des éléments favorables (plus précisément la diminution des charges financières et de la perte nette sur instruments financiers).

Comme il est discuté plus en détail sous cette rubrique, outre l'effet défavorable de la fluctuation des devises, le recul du BAIIA est principalement imputable à la baisse du volume de production des secteurs hydroélectrique et thermique ainsi qu'à la hausse du coût du gaz naturel utilisé par les centrales thermiques de Kingsey Falls et de Blendecques.

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

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA ajusté
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	194 025	100 756
Mises en service*	6 463	5 255
Arrêt de la centrale thermique Dolbeau	(3 921)	605
Arrêt de la centrale thermique Kingsey Falls	(3 398)	(1 349)
Prix	3 188	3 188
Volume	(11 185)	(8 344)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(3 090)	(1 576)
Coût des matières premières	_	(4 913)
Entretien	_	(613)
Autres	(642)	2 141
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	181 440	95 150

^{*} Ajout du site éolien opérant St-Patrick acquis le 28 juin 2012 et contribution additionnelle du site solaire d'Avignonet-Lauragais en opération pendant la pleine période de 12 mois en 2012 par rapport à 6,5 mois en 2011

Produits de la vente d'énergie

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les produits générés par la vente d'énergie des activités poursuivies ont totalisé 181,4 M\$ comparativement à 194,0 M\$ en 2011, en baisse de 12,6 M\$ ou de 6,5 %. Excluant l'effet défavorable de 3,1 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, la baisse des produits à taux de change constants se chiffre à 9,5 M\$ ou 4,9 %.

La diminution des produits est largement due à une baisse de 12,1 % du volume de production qui a totalisé 1 521 421 MWh en 2012, comparativement à 1 731 255 MWh en 2011.

En premier lieu, le secteur thermique a vu sa production diminuer de 34,0 % pour les raisons suivantes : l'entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle la centrale de Senneterre n'a été exploitée que pendant six mois en 2012 par rapport à 12 mois en 2011, l'arrêt de la production d'électricité de la centrale de Kingsey Falls le 30 novembre 2012 et le fait que la centrale de Dolbeau a contribué aux résultats des trois premiers mois de l'exercice 2011. En deuxième lieu, le secteur hydroélectrique a subi une baisse de 18,6 % de son volume de production due à des conditions d'hydraulicité très faibles aux deuxième et troisième trimestres de 2012, ainsi qu'au fait que les centrales américaines avaient bénéficié de conditions exceptionnellement favorables au quatrième trimestre de 2011 alors que leur production au même trimestre en 2012 a été légèrement inférieure aux moyennes historiques.

À l'inverse le secteur éolien a enregistré une hausse de 14,0 % de son volume de production grâce à l'ajout du nouveau site français St-Patrick jumelé à une hausse de 5,7 % de la productivité des sites existants. Enfin, le volume de production total de Boralex a bénéficié de la contribution de son nouveau site solaire pendant tout l'exercice 2012 par rapport à 6 mois et demi en 2011.

Ensemble, les variations de production des différents secteurs telles qu'énumérées ci-haut ont eu une incidence totale nette défavorable de 12,0 M\$ sur les produits consolidés de l'exercice 2012. Ces facteurs défavorables, ainsi que certains autres éléments de moindre importance, ont été en partie compensés par l'effet favorable de 3,2 M\$ généré par la hausse du prix de vente moyen de la Société, principalement attribuable aux centrales thermiques alimentées en gaz naturel ainsi qu'au secteur éolien.

Autres revenus

Les *Autres revenus* de 2,9 M\$ enregistrés en 2012 incluent la réception d'actions de Résolu au montant de 1,8 M\$, la vente de 0,2 M\$ de quotas excédentaires de CO₂ et des honoraires de gestion totalisant 0,7 M\$. Ils se comparent à des honoraires de gestion de 0,7 M\$ pour l'exercice 2011.

BAIIA ajusté

Au cours de l'exercice 2012, le BAIIA ajusté a totalisé 95,2 M\$ par rapport à un BAIIA ajusté de 100,8 M\$ en 2011, en baisse de 5,6 M\$ ou de 5,6 %. Cependant, la marge de BAIIA ajusté a légèrement progressé, passant de 51,9 % en 2011 à 52,4 % en 2012, en raison principalement de la contribution plus importante du secteur éolien.

Prenant en considération l'apport de 5,3 M\$ au BAIIA ajusté provenant du nouveau site éolien St-Patrick et de la pleine contribution du site solaire, les variations de production des différents secteurs de production décrites précédemment ont eu une incidence négative totale nette de 3,8 M\$ sur le BAIIA ajusté de Boralex. Rappelons que l'impact sur le BAIIA de la baisse de la production et des produits du secteur thermique a été atténuée par les clauses compensatoires incluses dans l'entente entre Hydro-Québec et la centrale de Senneterre, par les diverses économies réalisées à la suite de l'arrêt des activités de cogénération de la centrale de Kingsey Falls et par celles réalisées grâce à la fermeture définitive de la centrale de Dolbeau. Soulignons également que le BAIIA ajusté consolidé de Boralex a pu bénéficier de la croissance organique des résultats du secteur éolien, à la faveur d'une bonne disponibilité des équipements, de la rentabilité élevée des sites existants et de conditions de vent nettement meilleures que l'année précédente en France.

Outre le recul de la production, la rentabilité d'exploitation de Boralex a été affectée par les facteurs suivants en 2012 :

- une hausse de 4,9 M\$ du coût des matières premières, plus spécifiquement du gaz naturel;
- une hausse de 0,6 M\$ des frais d'entretien ; et
- une incidence défavorable de 1,6 M\$ attribuable à la fluctuation des devises.

Toutefois, ces facteurs ont été atténués par l'apport de 3,2 M\$ attribuable à la hausse du prix de vente moyen et par certains autres éléments favorables totalisant 2,1 M\$ dus, notamment, à la baisse ou la non récurrence d'éléments et frais divers encourus en 2011.

Amortissement et dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles

L'amortissement a totalisé 58,0 M\$ au cours de l'exercice 2012, par rapport à 57,8 M\$ en 2011, soit une légère augmentation de 0,2 M\$. L'ajout du site éolien St-Patrick, la présence du site solaire pendant la pleine période de 12 mois par rapport à 6,5 mois en 2011 et l'amortissement accéléré de la chaudière de la centrale de Blendecques enregistré au quatrième trimestre de 2012 ont été en grande partie compensés par l'arrêt des centrales de Dolbeau et de Kingsey Falls, par un effet de change favorable et par divers autres facteurs de moindre importance.

Tel qu'il apparaît au tableau de la page 17 du présent rapport de gestion et comme il est commenté à la rubrique Éléments spécifiques des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, Boralex a comptabilisé en 2012 une dépréciation de 0,5 M\$ après impôts d'immobilisations corporelles et incorporelles diverses qui furent subséquemment vendues par la Société. En 2011, Boralex avait comptabilisé une dépréciation d'immobilisations corporelles au montant total de 1,1 M\$ après impôts en lien avec la centrale de Dolbeau.

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

Les charges financières ont diminué de 1,1 M\$, pour totaliser 48,6 M\$, ce qui s'explique principalement par la diminution de l'endettement lié aux sites éoliens français et canadiens, par l'effet favorable de la dépréciation de l'euro sur la conversion en dollars canadiens du montant des emprunts contractés en France et par les revenus d'intérêts supplémentaires réalisés en 2012. Ces éléments favorables ont compensé la hausse des charges financières résultant de l'ajout du site éolien de St-Patrick et de la présence du site solaire pendant tout l'exercice 2012.

Boralex a enregistré une légère perte de change en 2012, par rapport à un gain de change total de 1,0 M\$ en 2011 résultant de réévaluations favorables d'avances intercompagnies et du solde des devises étrangères. Enfin, la Société a comptabilisé une perte nette sur instruments financiers de 0,4 M\$ en 2012 par rapport à une perte nette de 1,0 M\$ en 2011.

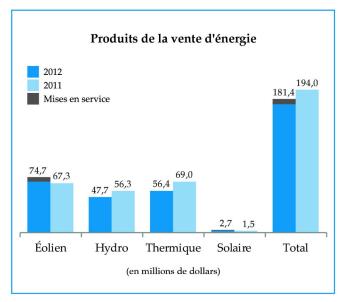
Résultat net ajusté attribuable aux actionnaires de Boralex

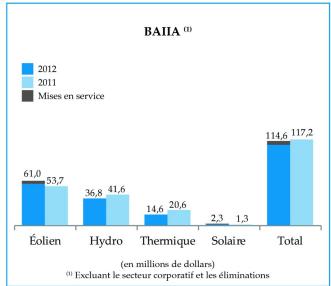
Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, Boralex a enregistré une perte nette ajustée de 9,1 M\$ ou 0,24 \$ par action (de base et diluée) par rapport à une perte nette ajustée de 3,6 M\$ ou 0,10 \$ par action (de base et diluée) lors de l'exercice 2011. Cette variation négative de 5,5 M\$ est essentiellement attribuable au recul de 5,6 M\$ du BAIIA ajusté expliqué ci-haut.

EN RÉSUMÉ,

la performance de Boralex en 2012 a été affectée principalement par les conditions climatiques moins favorables qu'en 2011 pour le secteur hydroélectrique de Boralex, par l'impact de la hausse du coût du gaz naturel sur les résultats du secteur thermique et par l'arrêt des activités de cogénération de la centrale de Kingsey Falls. Mis à part ces principaux facteurs, les résultats de l'exercice 2012 illustrent les avantages de l'orientation stratégique adoptée par la Société afin de concentrer son exploitation et son développement sur les actifs de production d'énergie renouvelable offrant un potentiel supérieur de croissance et de rendement. Ainsi, jumelées à la diversification géographique et sectorielle de la base d'actifs de Boralex, la bonne performance et l'expansion récente du secteur éolien, la mise en service du nouveau site solaire et la diminution volontaire du poids relatif du secteur thermique ont ensemble apporté une contribution importante aux résultats de la Société et accru sa marge bénéficiaire globale, reflet d'un positionnement davantage porteur de croissance et de rentabilité.

Répartitions sectorielle et géographique des résultats des activités poursuivies des exercices 2012 et 2011





Le texte suivant décrit l'évolution sectorielle des produits et du BAIIA de l'exercice 2012 par rapport à la même période en 2011.

Éolien

En 2012, les produits de ce secteur ont affiché une croissance de 11,0 % par rapport à 2011, faisant passer sa participation aux produits consolidés de 34,7 % en 2011 à 41,2 % en 2012. Cette progression s'explique, à la fois, par l'ajout du nouveau site St-Patrick acquis à la fin du deuxième trimestre et par l'augmentation de la production des sites existants.

Le BAIIA du secteur éolien a affiché une hausse de 13,6 %, si bien que sa participation au BAIIA consolidé (avant éléments corporatifs et éliminations) est passée de 45,8 % en 2011 à 53,2 % en 2012, confirmant ainsi sa position en tant que plus important générateur de BAIIA de Boralex. Ce secteur affiche également une marge bénéficiaire de BAIIA supérieure à la moyenne des actifs globaux de Boralex, soit de l'ordre de 81,7 % pour 2012 (79,8 % en 2011). Compte tenu des projets éoliens en cours de développement, dans lesquels la part nette de Boralex représente une puissance contractée additionnelle d'environ 334 MW, 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

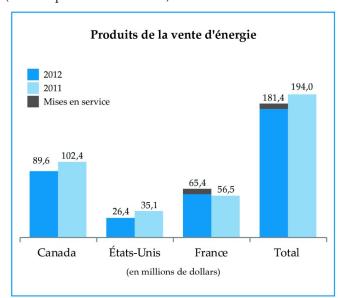
La contribution du secteur hydroélectrique aux produits consolidés de l'exercice est passée de 29,0 % en 2011 à 26,3 % en 2012. Ceci s'explique par le fait que les produits de ce secteur ont reculé de 15,3 % en raison d'une faible hydraulicité aux deuxième et troisième trimestre de 2012, en particulier dans le nord-est des États-Unis, ainsi qu'à un recul de la production des centrales américaines au quatrième trimestre par rapport au niveau exceptionnellement élevé de la même période en 2011. Pour sa part, le BAIIA de ce secteur a décliné de 11,5 % (19,2 % sur une base ajustée, soit en excluant les ajustements rétroactifs aux taxes sur droits d'eau de certaines centrales), faisant passer la participation de ce secteur au BAIIA consolidé (avant corporatif et éliminations) de 35,5 % en 2011 à 32,1 % cette année. Sa marge de BAIIA en pourcentage des produits est passée de 73,9 % en 2011 à 77,1 % en 2012 (70,4 % sur une base ajustée).

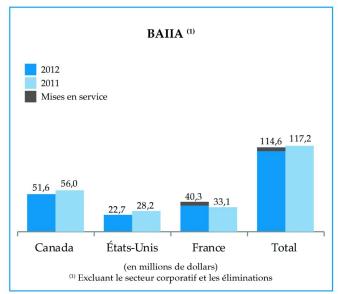
Thermique

Le secteur thermique a compté pour 31,1 % des produits consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012, par rapport à 35,6 % en 2011, en raison de la fermeture de la centrale de Dolbeau en 2011 et de celle de Kingsey Falls en 2012, ainsi que de l'entente conclue avec Hydro-Québec qui a fait en sorte que la centrale de Senneterre n'a produit de l'électricité que pendant six mois en 2012. Par ailleurs, le secteur thermique a compté pour 12,7 % du BAIIA consolidé (avant corporatif et éliminations) comparativement à 17,6 % l'année précédente. Outre la baisse des produits, cette diminution s'explique par la hausse du coût du gaz naturel des centrales de Kingsey Falls et de Blendecques à la suite du renouvellement de leurs contrats d'approvisionnement selon des termes moins avantageux que les contrats précédents. La marge de BAIIA de ce secteur est donc passée de 29,9 % en 2011 à 25,9 % en 2012.

Solaire

Bien que son poids relatif soit, pour l'instant, peu important dans le portefeuille énergétique de Boralex, le nouveau site solaire de Boralex a généré un BAIIA non négligeable de 2,3 M\$ sur des produits de 2,7 M\$ au cours de sa première année complète d'exploitation, ce qui représente une marge de BAIIA de 85,2 % en pourcentage de ses produits. Il a ainsi généré 1,5 % des produits et 2,0 % du BAIIA consolidé (avant corporatif et éliminations) de Boralex en 2012.





Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, la répartition géographique des produits de la vente d'énergie de Boralex, en excluant les activités abandonnées, a été comme suit :

- 49,4 % au Canada, par rapport à 52,8 % en 2011 ;
- 14,6 % aux États-Unis, par rapport à 18,1 % en 2011 ; et
- 36,0 % en France, par rapport à 29,1 % en 2011.

La diminution de la part relative des produits générés par les actifs canadiens s'explique principalement par l'arrêt de la centrale thermique de Dolbeau à partir du second trimestre de 2011, par celui des activités de cogénération de la centrale de Kingsey Falls le 30 novembre 2012 et par le fait que la centrale thermique de Senneterre n'a produit de l'électricité que pendant six mois en 2012 par rapport à 12 mois en 2011.

La diminution de la part de produits provenant des États-Unis reflète principalement les conditions d'hydraulicité très faibles dans les états du nord-est au cours des deuxième et troisième trimestres, et inférieures à celles de l'année précédente au cours du quatrième trimestre de 2012.

L'augmentation du poids relatif du marché européen s'explique par la croissance des produits du secteur éolien en France en raison de l'ajout du site éolien St-Patrick à compter du 28 juin 2012 et de conditions de vent nettement plus favorables qu'en 2011. Dans une moindre mesure, l'augmentation des produits générés en France s'explique aussi par la pleine contribution du site solaire mis en service le 17 juin 2011.

Revue des secteurs d'activité

Sites éoliens

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

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA	
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	(F. 255	F2 /F7	
EXERCICE CLOS LE 31 DECEMBRE 2011	67 255	53 657	
Mise en service	5 352	4 304	
Prix	978	978	
Volume	3 667	3 667	
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(2 268)	(1 679)	
Autres	(330)	58	
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	74 654	60 985	

Résultats d'exploitation

Le secteur éolien a été, de loin, le plus grand contributeur aux résultats de Boralex en 2012. Ce secteur a accru sa production, ses produits et son BAIIA de 14,0 %, 11,0 % et 13,6 % respectivement, en plus de hausser sa marge de BAIIA. Ce sont les opérations françaises qui ont principalement alimenté cette performance, à la faveur de l'acquisition du site en exploitation St-Patrick en date du 28 juin 2012 et d'une hausse de la production des sites existants. Pour sa part, le site Thames River, au Canada, a connu des conditions de vent légèrement moins favorables que l'année précédente. Cet équilibre met en lumière la force du positionnement géographique diversifié du secteur éolien de Boralex.

Production, produits et BAIIA

La production d'électricité a totalisé 632 422 MWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, par rapport à 554 581 MWh en 2011. Cette performance est attribuable à la contribution du site St-Patrick de 34,5 MW dans la seconde moitié de l'exercice, jumelée à une hausse de 11,2 % de la production totale des autres sites français. Pour chacun des quatre trimestres de 2012, en effet, les sites français ont bénéficié de conditions de vent supérieures à celles de l'année précédente, en plus de maintenir un bon taux moyen de disponibilité de leurs équipements. Au Canada, malgré le maintien de très bons taux de disponibilité, les opérations du site de Thames River ont été affectées par des conditions de vent moins propices que l'année précédente, ce qui a entraîné un recul de 2,0 % du volume de production.

Produits et BAIIA

Les produits du secteur éolien se sont établis à 74,7 M\$ en 2012 comparativement à 67,3 M\$ l'année précédente. N'eut été de l'incidence défavorable de 2,3 M\$ attribuable à la baisse de l'euro par rapport au dollar canadien, leur croissance aurait été de 9,7 M\$ ou de 14,4 %. L'ajout du site St-Patrick a apporté des produits additionnels de 5,4 M\$ tandis que l'accroissement du volume de production des sites français existants a généré des produits supplémentaires de 3,7 M\$. De plus, l'indexation contractuelle des prix de vente en France et au Québec a eu une incidence favorable de 1,0 M\$ sur les produits. L'évolution des produits a toutefois été légèrement affectée par la non récurrence de certains éléments favorables enregistrés en 2011.

Le BAIIA du secteur éolien s'est chiffré à 61,0 M\$ en 2012, soit une marge bénéficiaire de 81,7 %, par rapport à un BAIIA de 53,7 M\$ et une marge de 79,8 % l'année précédente. Excluant l'effet de change défavorable de 1,7 M\$ dû à la dépréciation de l'euro, les sites français ont accru leur contribution au BAIIA sectoriel de 31,3 % grâce à l'apport de 4,3 M\$ du site St-Patrick jumelé à la hausse du volume de production et des prix de vente des sites existants. Pour leur part, les opérations canadiennes ont légèrement accru leur contribution au BAIIA sectoriel, en raison principalement de la hausse de leur prix de vente moyen couplé au maintien d'un excellent taux de disponibilité des équipements.

Projets en développement et événements récents

En date des présentes, Boralex détient, seule ou avec ses partenaires, des contrats à long terme de vente d'électricité pour des projets éoliens totalisant 528 MW, dont 440 MW au Québec (Canada) et 88 MW en France. La part nette de Boralex dans l'ensemble de ces projets est de 334 MW, dont 246 MW au Canada et 88 MW en France. Les projets canadiens seront mis en service entre les mois de décembre 2013 et décembre 2015. Ils incluent le plus vaste site éolien présentement en développement au Canada et le plus important projet jamais réalisé par Boralex, soit la phase 1 des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré totalisant 272 MW (part nette de Boralex de 136 MW). Pour leur part, les quatre projets de Boralex qui sont actuellement en développement en France seront mis en service à compter de la fin 2013.

Les projets 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 la Coentreprise, détenue à parts égales, afin de réaliser et d'exploiter la phase 1 des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré regroupant une puissance installée de 272 MW, qui sera mise en service en décembre 2013. La direction de Boralex est fière de confirmer que la construction de ce parc d'une grande envergure, s'est déroulée à ce jour selon les budgets et les échéanciers prévus. À cet effet, notons que l'expertise et les compétences acquises par l'équipe de Boralex dans le cadre de la mise en service et de l'exploitation du site éolien Thames River, en Ontario, sont d'un précieux apport au succès de la mise en service de ceux de la Seigneurie de Beaupré.

Au moment de l'interruption des travaux pour la saison hivernale, à la mi-novembre 2012, le réseau routier s'étendant sur plus de 110 km avait été achevé et les fondations, à toute fin pratique, achevées. À ce jour, 53 des 126 tours ont été érigées et 12 éoliennes ont été installées. Les travaux reprendront dès le début du printemps pour être finalisés à l'automne 2013.

En 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\$. Mentionnons qu'en janvier et en mars 2012, ce montage financier complexe a remporté deux prestigieux prix à Londres et à New York, soulignant notamment sa structure unique et la participation d'investisseurs inhabituels dans ce type de financement de projet.

En novembre 2011, la Coentreprise a conclu des transactions de swaps de taux d'intérêts afin de fixer une proportion importante du taux de financement pour son projet éolien de la Seigneurie de Beaupré. Le taux de ces instruments financiers varie entre 3,18 % et 3,22 %.

- 2. Boralex et son partenaire Société en commandite Gaz Métro travaillent également à la mise en oeuvre d'un autre parc éolien situé sur le site de la Seigneurie de Beaupré, d'une puissance de 68 MW, dont la mise en service est prévue pour décembre 2014. En janvier 2013, à la suite du processus d'approbation environnementale, ce projet a reçu l'autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Cette étape importante étant franchie, Boralex et son partenaire peuvent aller de l'avant avec les démarches visant l'obtention des permis de construction et le financement de la partie « dette ». 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 inclut des synergies logistiques qui seront réalisées au moment de sa construction et de son exploitation.
- 3. 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. Le processus d'approbation environnementale du projet de Témiscouata est déjà en cours, alors que celui du projet de la Côte-de-Beaupré débutera en 2013.
- 4. Le 27 mars 2012, soit au cours du premier trimestre de l'exercice 2012, Boralex a acquis un contrat d'approvisionnement en électricité d'une durée de 20 ans avec Hydro-Québec, relatif à un projet éolien d'une puissance de 50 MW. Ce projet, dont la mise en service est prévue pour la fin de 2015, sera développé dans la MRC de Témiscouata sur un site adjacent au projet éolien communautaire décrit précédemment. Boralex débutera en 2013 le processus d'approbation environnementale.

En France, par le biais de sa filiale Boralex Europe S.A., la Société a acquis au cours du deuxième trimestre de 2012 un site éolien opérationnel de 34,5 MW ainsi que quatre sites en développement totalisant 88 MW :

- 1. Le 8 novembre 2012, Boralex a finalisé l'acquisition du projet éolien La Vallée de 32 MW situé dans le département de l'Indre. Le futur site, qui sera mis en service à la fin de 2013, est composé de 16 éoliennes Gamesa G90 d'une puissance de 2 MW chacune. Ce choix de technologie permettra notamment à Boralex d'élargir son expertise quant à l'exploitation d'éoliennes de types différents. La totalité de l'énergie produite par le futur site sera vendue à EDF en vertu de contrats de 15 ans. L'investissement total s'élèvera à environ 43 M€ (55 M\$). Le financement à long terme afférent à une première tranche de 26 MW du projet a été conclu le 24 janvier 2013 auprès d'un consortium bancaire français. Ce premier financement s'élève à 33 M€ (43 M\$), représentant environ 77 % de l'investissement total. Le financement de la tranche résiduelle de 6 MW devrait être finalisé sous peu.
- 2. Le 28 juin 2012, Boralex a conclu une série de transactions d'une valeur totale d'environ 45 M\$ (34 M€) avec AES Corporation et InnoVent SAS (« InnoVent »), société spécialisée dans le développement de sites éoliens. Ainsi, la Société a acquis le parc éolien St-Patrick de 34,5 MW déjà en exploitation, situé dans le nord de la France. Ce site a été mis en service entre juillet 2009 et février 2010 et vend son électricité à EDF en vertu de contrats à long terme expirant en 2024 et 2025. Par la même occasion, Boralex a acquis d'InnoVent trois projets éoliens, Vron, Fortel-Bonnières et St-François, complètement autorisés d'une puissance totalisant 56 MW, qui seront mis en service à partir de la fin de 2013 et en 2014 (Vron : 8 MW en 2013 et les autres en 2014). Comme ces projets sont aussi situés dans le nord de la France, ces nouveaux sites dotés de contrats de vente à long terme avec EDF viendront renforcer la diversification géographique de Boralex dans toutes les principales régions de France. Enfin, Boralex a conclu avec InnoVent une entente de cinq ans qui lui permettra de se prévaloir d'options sur l'acquisition de projets éoliens de 130 MW additionnels présentement en développement par ce dernier.

Les transactions d'acquisitions en France décrites précédemment ont permis à Cube d'investir des fonds propres additionnels, tel que prévu à l'entente de partenariat, celui-ci ayant ainsi pu conclure son engagement financier initial avant l'échéance de décembre 2012. Ainsi, et compte tenu également de l'injection de fonds additionnels par Boralex dans sa filiale française, la participation de Cube dans Boralex Europe S.A. se situe aujourd'hui à 25,33 %.

Par ailleurs, la direction tient à signaler un risque potentiel, quoique peu probable à son avis, concernant le maintien du tarif actuel d'achat d'électricité de source éolienne terrestre en France. Ce tarif a été fixé par arrêté ministériel en 2008, obligeant depuis EDF à acheter l'énergie produite par les producteurs éoliens terrestres au tarif établi. Un regroupement opposé au développement de la filière éolienne a contesté ledit arrêté ministériel devant le Conseil d'État français sous prétexte que le tarif accordé à l'industrie éolienne constitue une subvention, ce qui irait à l'encontre des règles en vigueur au sein de l'Union européenne. Au printemps 2012, le Conseil d'état a suspendu sa décision dans l'attente de l'avis de la Cour de justice européenne sur la question de l'aide d'État, ce qui pourrait prendre plusieurs mois. Le Conseil d'état a formulé l'opinion que le tarif n'était pas déraisonnable selon le droit français. Cette situation crée une certaine incertitude qui peut notamment inciter des banques à retarder leurs investissements dans les nouveaux projets éoliens. Dans ce contexte, Boralex a décidé de reporter de quelques mois la réalisation de certains de ses projets français. Cependant, la direction tient à souligner qu'une décision défavorable de la Cour de justice européenne est hautement improbable à son avis, compte tenu des tarifs en cours dans certains autres pays d'Europe et du fait qu'aucun pays membre de l'UE n'ait jamais porté plainte à cet égard. De plus, en janvier 2013, le gouvernement français, par le biais de sa ministre de l'Écologie et de l'Énergie, s'est fermement engagé à assurer la sécurité juridique des dispositifs d'achat d'électricité selon les modalités actuelles.

Perspectives

Pour l'exercice 2013, nonobstant l'impact potentiel de facteurs externes tels que la fluctuation des devises et les phénomènes météorologiques, la performance du secteur éolien bénéficiera notamment de la contribution du site St-Patrick pour la totalité de l'année par rapport à six mois en 2012, où la performance a été, depuis son acquisition, conforme aux attentes initiales. La performance du secteur éolien bénéficiera également de la contribution partielle des nouveaux sites qui seront mis en service au Québec et en France vers la fin de 2013, en particulier la phase 1 de 272 MW de la Seigneurie de Beaupré dont la contribution aux résultats sera considérable compte tenu de son envergure. Enfin, la performance de ce secteur continuera d'être supportée par la qualité de l'équipe et par les efforts soutenus pour optimiser la disponibilité et le rendement des éoliennes en tablant, notamment, sur son expertise en matière d'entretien préventif et correctif ainsi qu'en gestion à distance des éoliennes.

À plus long terme, le secteur éolien demeurera le moteur de croissance principal de Boralex. À cet effet, le tableau suivant illustre les projets actuellement en développement, en précisant pour chacun la participation nette de Boralex. La participation nette représente le pourcentage de détention de Boralex dans chacun des projets en développement et la balance appartient à nos partenaires canadiens et européen.

Projets éoliens en développement

Mise en service	2013	2013	2014	2013	2014	2014	2015	2015
Pays	France	France	France	Québec	Québec	Québec	Québec	Québec
Projet	La Vallée	Vron	Fortel et St-François	Seigneurie de Beaupré (phase 1)	Seigneurie de Beaupré (phase 2)	Projet communautaire de Témiscouata	Projet communautaire La Côte-de- Beaupré	Témiscouata II
Puissance	32 MW	8 MW	48 MW	272 MW	68 MW	25 MW	25 MW	50 MW
% de propriété de Boralex	75 %	75 %	75 %	50 %	50 %	51 %	51 %	100 %

En plus de sa part de 334 MW de la puissance contractée qui se trouve présentement en développement au Québec et en France, Boralex dispose actuellement de ressources financières qui pourraient lui permettre de financer la partie « équité » de projets éoliens totalisant environ 100 MW additionnels. L'objectif de Boralex est de regrouper une puissance totale d'environ 1 000 MW sous contrôle de la Société d'ici cinq ans.

La Société continuera de rechercher 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. À la suite de l'élection récente d'un nouveau gouvernement au Québec, la direction espère à une continuité dans le développement du potentiel éolien de la province. Boralex estime qu'elle bénéficie d'un solide positionnement pour bénéficier de cette probabilité, en raison particulièrement du potentiel du site de la Seigneurie de Beaupré, sur lequel Boralex et ses partenaires ont un droit de développement exclusif, lequel pourrait accueillir à court terme des infrastructures totalisant près de 500 MW supplémentaires. La région de Témiscouata constitue également un territoire accueillant pour les projets éoliens. Enfin, l'Ontario et la Colombie-Britannique pourraient offrir des occasions de développement intéressantes pour Boralex.

En Europe, Boralex continuera de concentrer le plus gros de ses efforts sur le marché français, en raison notamment du solide positionnement et de la crédibilité que la Société a acquis au sein de ce marché au cours des dix dernières années. De plus, le nouveau gouvernement français a réitéré l'engagement de la France de porter à 20 % la part de l'énergie renouvelable dans la production nationale d'électricité d'ici 2020.

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 la solidité de son bilan ;
- 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;
- de son équipe hautement compétente, multidisciplinaire, entrepreneuriale et constamment à l'affût des meilleures occasions de 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 ajusté :

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA ajusté	
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	56 319	41 623	
Prix	(197)	(197)	
Volume	(8 912)	(8 912)	
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	332	271	
Autres	206	727	
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	47 748	33 512	

Le tableau suivant présente les données statistiques récentes et historiques en ce qui concerne la production du secteur hydroélectrique :

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWh)	2012	2011
Périodes de trois mois closes les 31 décembre	164 072	196 522
Exercices clos les 31 décembre	572 513	703 612
Moyenne historique – annuelle (1)	626 297	621 931

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

Résultats d'exploitation

Après avoir connu un très bon premier trimestre, le secteur hydroélectrique a été affecté par des conditions hydrauliques très faibles aux deuxième et troisième trimestres, surtout aux États-Unis, tandis que sa production totale au quatrième trimestre a été conforme aux moyennes historiques, mais bien en deçà du niveau exceptionnellement élevé de la même période en 2011. Les variations dans les conditions d'hydraulicité observées dans le nord-est des États-Unis sont les principales responsables des baisses respectives de 18,6 % du volume de production total du secteur hydroélectrique, 15,3 % de ses produits et 19,5 % de son BAIIA ajusté pour l'exercice 2012 comparativement à l'exercice 2011.

Il importe toutefois de souligner qu'en dépit des conditions climatiques moins favorables qui ont diminué ses résultats par rapport à l'excellente performance qu'il avait affichée en 2011, le secteur hydroélectrique de Boralex a continué, comme il le fait depuis plus de 20 ans, de contribuer de façon importante à la rentabilité et aux flux monétaires de la Société en 2012, en plus de maintenir une solide marge de BAIIA ajusté de 70,2 %.

De plus, notons que la diversification géographique du secteur hydroélectrique a joué en sa faveur au cours de l'exercice 2012 puisque, à la différence des centrales américaines, celles situées au Québec et en Colombie-Britannique ont maintenu et même amélioré leur performance comparativement à l'année précédente. À titre d'information, les centrales canadiennes ont réalisé, en 2012, environ 45 % et 42 % respectivement des produits totaux et du BAIIA ajusté du secteur, par rapport à 38 % et 32 % respectivement en 2011.

Production

La production du secteur au cours de l'exercice 2012 a totalisé 572 513 MWh par rapport à 703 612 MWh en 2011. Ce recul est essentiellement attribuable aux centrales américaines, dont la production a été de 26,4 % inférieure à l'année précédente et de 13,7 % inférieure aux moyennes historiques. La production des centrales canadiennes, quant à elle, a accusé une légère baisse de 3,4 % par rapport à 2011, mais a été conforme aux moyennes historiques. Dans l'ensemble, tel qu'il est illustré dans le tableau précédent, la production du secteur a été inférieure de 8,6 % aux moyennes historiques enregistrées par Boralex pour un exercice complet.

Produits et BAIIA ajusté

La baisse du volume de production a représenté un manque à gagner de 8,9 M\$ au niveau des produits et du BAIIA ajusté de l'exercice 2012 par rapport à l'année précédente, ce manque étant presque entièrement attribuable aux centrales américaines. De plus, le recul du prix de vente moyen de l'électricité obtenu sur le marché libre par les quatre centrales américaines ne détenant pas de contrats de vente d'électricité a eu une incidence négative de 0,2 M\$ sur les produits et le BAIIA ajusté, nette de l'indexation contractuelles des prix de vente des autres centrales. Cet élément a toutefois été compensé par l'effet de change favorable de 0,3 M\$ sur les produits et le BAIIA ajusté imputable à la hausse du dollar américain face à la devise canadienne. D'autre part, l'effet favorable de 0,2 M\$ sur les produits et de 0,7 M\$ sur le BAIIA ajusté des autres éléments s'explique principalement par la non récurrence de certains frais encourus en 2011 par les centrales canadiennes et par des dépenses d'entretien légèrement supérieures.

Sur une base géographique, les centrales canadiennes ont réalisé en 2012 des produits comparables à ceux de 2011, tandis que leur BAIIA ajusté s'est accru de 11,4 %. Quant aux centrales américaines, elles ont affiché des baisses respectives de 25,0 % de leurs produits combinés et de 34,1 % de leur BAIIA ajusté.

Projet en développement et perspectives

Le 25 octobre 2012, Boralex a annoncé la clôture de l'acquisition d'un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 22 MW (« Jamie Creek »), situé près de Gold Bridge en Colombie-Britannique (Canada). La construction de cette centrale, qui nécessitera des investissements de l'ordre de 60 M\$, a débuté à l'automne 2012 et reprendra au printemps en vue d'une mise en service commerciale au début 2014. Jamie Creek devrait produire environ 70 000 MWh annuellement et bénéficie d'un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 40 ans avec BC Hydro, comportant également une option de renouvellement de 20 ans au bénéfice de la Société. La Société est en voie de finaliser le financement à long terme de ce projet.

Au cours de l'exercice 2013, Boralex devrait entreprendre des travaux à la centrale de Buckingham (Québec, Canada) afin qu'elle se conforme à la Loi sur la sécurité des barrages. En marge de ces travaux, la direction poursuit toujours ses analyses de différents scénarios d'investissement visant à augmenter la puissance installée actuelle de cette centrale jusqu'à 10 MW.

En 2012, Boralex a fait reconnaître le caractère privé des forces hydrauliques à sa centrale de Rimouski (Québec, Canada), ce qui lui a permis de prolonger la durée initiale du contrat de vente d'électricité de cette centrale d'une durée additionnelle de cinq ans. Par ailleurs, la période de renouvellement est ainsi également prolongée de cinq ans.

La Société étudie présentement certaines occasions d'acquisition susceptibles de faire croître son secteur hydroélectrique, notamment en Ontario et en Colombie-Britannique. Boralex considère qu'elle est bien positionnée pour poursuivre sa croissance dans le marché hydroélectrique, étant donné son expérience de plus de 20 ans dans ce domaine, de la compétence de son équipe et de la qualité de ses actifs. Elle bénéficie d'une base hydroélectrique importante, diversifiée géographiquement et génératrice de marges bénéficiaires attrayantes, ainsi que de flux de trésorerie stables et prévisibles. Ce profil équilibré atténue l'impact sur les résultats de ce secteur et de certains facteurs d'ordre climatique ou 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 Canada continueront de bénéficier de l'indexation des contrats de vente d'énergie et de primes de puissance, jusqu'au terme initial de leurs contrats.

Centrales thermiques

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

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	68 975	20 638
Arrêt de la centrale de Dolbeau	(3 921)	605
Arrêt de la centrale de Kingsey Falls	(3 398)	(1 349)
Prix	2 391	2 391
Volume	(6 157)	(3 316)
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(1 019)	(218)
Primes de puissance	(344)	(344)
Coût des matières premières	_	(4 913)
Entretien	_	(297)
Autres	(172)	1 361
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	56 355	14 558

Résultats d'exploitation

Au cours de l'exercice 2012, le secteur thermique a affiché des déclins respectifs de 34,0 % de son volume de production, 18,3 % de ses produits et 29,1 % de son BAIIA. Le recul de la production et des produits est dû en majeure partie au sous-secteur des résidus de bois en raison de l'entente avec Hydro-Québec selon laquelle la centrale de Senneterre (Québec) n'a été en exploitation que pendant six mois en 2012, jumelée au fait que l'ancienne centrale de Dolbeau (Québec) était en activité au premier trimestre de 2011. Ces éléments, par contre, ont eu peu d'effet sur le BAIIA sectoriel. La diminution du BAIIA est plutôt attribuable au sous-secteur du gaz naturel, dû principalement à la hausse du coût d'approvisionnement en matière première, surtout en ce qui a trait à la centrale de cogénération de Kingsey Falls (Québec).

Production

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le secteur thermique a produit 310 170 MWh d'électricité comparativement à 469 835 MWh en 2011. La production des centrales aux résidus de bois a diminué de 57,8 % en raison des interruptions planifiées de la centrale de Senneterre et de la fermeture définitive de celle de Dolbeau. Par ailleurs, la production des centrales de cogénération au gaz naturel a décliné de 10,0 %, dû principalement à l'arrêt de la production d'électricité de la centrale de Kingsey Falls lors de l'échéance de son contrat avec Hydro-Québec, le 30 novembre 2012. De plus, la production de vapeur de cette centrale a diminué de 10,6 % en 2012. Pour sa part, la centrale de Blendecques (France) a maintenu un volume de production d'électricité et de vapeur comparable à celui de 2011.

Produits et BAIIA

Le secteur thermique a réalisé des produits de 56,4 M\$ comparativement à 69,0 M\$ l'année précédente. Les centrales aux résidus de bois ont accusé un recul de 52,8 % de leurs produits et celles au gaz naturel, de 5,4 %.

La baisse de 12,6 M\$ des produits sectoriels est essentiellement imputable à un effet de volume défavorable totalisant 13,8 M\$. Ce montant inclut un manque à gagner de 7,3 M\$ attribuable à des centrales qui ne font plus partie du portefeuille énergétique en exploitation de Boralex, soit celles de Dolbeau et de Kingsey Falls. Quant au solde de 6,5 M\$, qui représente la diminution des produits et des primes de puissance enregistrée par les centrales existantes, il se rapporte en presque totalité à la centrale de Senneterre. L'impact de la baisse de production sur les produits sectoriels a cependant été atténué par un effet de prix favorable de 2,4 M\$ dû principalement à la hausse des prix moyens de la vapeur et de l'électricité vendues par les centrales de Blendecques et de Kingsey Falls.

Le BAIIA annuel du secteur thermique s'est établi à 14,6 M\$ en 2012 comparativement à 20,6 M\$ en 2011. Ce recul de 6,0 M\$ est presque entièrement attribuable aux centrales alimentées au gaz naturel, surtout celle de Kingsey Falls, qui ont vu leur BAIIA combiné décliner de 31,1 %. Outre l'effet négatif de 1,3 M\$ sur le BAIIA attribuable à l'arrêt des activités de cogénération de la centrale de Kingsey Falls, celle-ci a accusé une hausse de 3,9 M\$ du coût de sa matière première en raison de l'arrivée à terme, à l'automne 2011, de son ancien contrat d'approvisionnement en gaz naturel dont les clauses étaient plus favorables que celles du contrat de remplacement. La centrale de Blendecques, pour sa part, a subi une hausse de 1,0 M\$ de son coût d'approvisionnement à la suite de l'entrée en vigueur de son nouveau contrat d'achat, en avril 2012. Ces hausses du coût d'approvisionnement, jumelées à l'augmentation des frais d'entretien des centrales au gaz naturel et à l'impact défavorable de la dépréciation de l'euro, ont été atténuées par l'effet favorable de 2,4 M\$ résultant de la hausse des prix de vente moyens discutée préalablement.

Le BAIIA provenant des centrales aux résidus de bois a, quant à lui, affiché une baisse d'environ 0,1 M\$. L'effet défavorable de 3,6 M\$ attribuable principalement à la baisse du volume de production et des primes de puissance de la centrale de Senneterre a été en presque totalité compensé par les clauses prévues dans l'entente avec Hydro-Québec (dont le montant est inclus dans l'item *Autres*), par les économies résultant de la fermeture définitive de la centrale de Dolbeau et par la non récurrence de certaines dépenses enregistrées en 2011.

Perspectives

Depuis 2011, Boralex a considérablement diminué le poids relatif du secteur thermique dans son portefeuille énergétique. Toutefois, bien que le secteur 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 marché, 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

Pour l'exercice 2013, en vertu de l'entente conclue avec Hydro-Québec, la centrale de Senneterre ne produira de l'électricité que pendant six mois, à l'instar de 2012. Cette centrale devrait donc maintenir une rentabilité comparable à celle de 2012 compte tenu des clauses compensatoires prévues dans l'entente.

Par ailleurs, l'arrêt des opérations de cogénération de la centrale de Kingsey Falls entraînera un manque à gagner significatif, soit de l'ordre de 10 M\$ au niveau du BAIIA du secteur thermique et du BAIIA consolidé de Boralex. Bien que la direction prévoie que ce manque à gagner sera comblé par l'expansion du secteur éolien au niveau consolidé, il aura pour conséquence d'encore réduire la contribution du secteur thermique dans les résultats globaux de la Société. Par ailleurs, comme il a été mentionné précédemment dans ce rapport de gestion, la Société est en discussion avec le client industriel de la centrale de Kingsey Falls afin de mettre en place un nouveau contrat de fourniture de vapeur. Quelle que soit l'issue de cette démarche, elle n'aura pas d'impact significatif sur les résultats de Boralex.

France

Depuis 2005, compte tenu de la clause de plafonnement des prix contenue dans son contrat de vente d'électricité avec EDF et du niveau du coût du gaz naturel, la centrale au gaz naturel de Blendecques n'a exploité son équipement de cogénération que cinq mois par année, soit de novembre à mars. Pour les mêmes raisons, il est prévu que la centrale interrompra sa production d'électricité à la fin mars 2013.

Étant donné que le contrat de vente d'électricité de la centrale de Blendecques arrive à échéance en novembre 2013, des démarches ont été entreprises afin de conclure un nouveau contrat de vente d'électricité avec EDF, en autant que ses termes et conditions répondent aux exigences de rendement de la Société. L'issue de ces démarches déterminera si les installations de la centrale seront mises à l'arrêt définitivement ou remplacées par de l'équipement plus moderne. Dans le deuxième scénario, Boralex a conçu un projet de modernisation qui permettrait de renouveler le contrat de vente d'électricité d'une durée additionnelle de 12 ans. Ce projet, qui a reçu l'appui du client industriel de la centrale pour la vente de vapeur, nécessiterait un investissement d'environ 6 M. Cependant, un tel investissement ne serait acceptable pour la Société que dans la mesure où certaines clauses contractuelles du contrat avec EDF seraient assouplies, en particulier par rapport au plafonnement des prix de vente. D'ici à ce qu'une telle entente soit finalisée ou rejetée, la direction de Boralex ne peut se prononcer sur l'avenir à moyen et long terme de cette centrale.

Site solaire

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

(en milliers de \$)	Produits de la vente d'énergie	BAIIA
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2011	1 476	1 330
Mise en service	1 111	951
Volume	217	217
Conversion des filiales autonomes (effet des taux de change)	(134)	(123)
Autres	13	(63)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2012	2 683	2 312

Résultats d'exploitation

Le site solaire d'Avignonet Lauragais, dans le sud-ouest de la France, a produit 6 316 MWh en 2012, par rapport à 3 227 MWh en 2011. Mis en service à la mi-juin 2011, il a contribué aux résultats de Boralex pour la totalité de l'exercice 2012, comparativement à 6,5 mois en 2011. Comme il apparaît au tableau précédent, cette période additionnelle de 5,5 mois a apporté des produits supplémentaires de 1,1 M\$ et un BAIIA supplémentaire de 1,0 M\$. De plus, une hausse de la productivité du site a généré une croissance organique de 0,2 M\$ de ses produits et de son BAIIA. Ces facteurs combinés ont amplement compensé pour l'effet de change défavorable et la hausse des frais d'entretien.

Avec une marge de BAIIA de 85,2 % en 2012, le premier site solaire de Boralex a jusqu'ici satisfait, voire surpassé, les attentes de la direction en termes de productivité et de rentabilité. Bien que la contribution de ce site aux résultats consolidés de la Société demeure marginale, la direction de Boralex est d'avis que sa bonne performance 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

De façon générale, Boralex prévoit que son 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 entre 80 % et 85 % durant cette période.

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 au potentiel de cette source propre et abondante d'énergie renouvelable, d'autant plus que l'avancement des technologies contribuera progressivement à améliorer le rendement et, par le fait même, à diminuer le coût des équipements. En plus du marché européen, plus particulièrement la France où Boralex compte sur une équipe compétente vouée au développement de projets solaires, la Société porte un intérêt particulier au marché de l'Ontario, lequel pourrait offrir un potentiel intéressant pour une implantation de Boralex dans cette niche au Canada.

Situation de trésorerie

	Exercices clos le	s 31 décembre
(en milliers de \$)	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	47 396	66 131
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(75 087)	(87 418)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(5 202)	(21 659)
Trésorerie des activités abandonnées	(3 642)	94 770
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(1 030)	229
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(37 565)	52 053

Activités d'exploitation

Au cours de l'exercice 2012, la marge brute d'autofinancement des activités poursuivies de Boralex s'est chiffrée à 48,6 M\$ ou 1,29 \$ par action, par rapport à 54,2 M\$ ou 1,44 \$ par action en 2011. Faisant abstraction des éléments hors caisse des résultats nets des deux exercices, cette diminution est principalement attribuable à la baisse de 2,6 M\$ de l'encaisse généré par le BAIIA et de l'encaissement, en 2011, de 2,1 M\$ suite à la disposition du projet éolien Merlin-Buxton, en Ontario.

La variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation a utilisé des liquidités de 0,7 M\$ (par rapport à une génération de liquidités 11,9 M\$ en 2011). L'utilisation de liquidités en 2012 s'explique d'une part par une diminution de 6,3 M\$ du poste Clients et autres débiteurs, notamment d'une diminution des ventes de décembre au Canada de 3,5 M\$ et d'autre part par une diminution du poste Fournisseurs et autres créditeurs de 6,5 M\$ résultant principalement d'une diminution des frais professionnels reliés à la vente de Biomasse pour 2,1 M\$, un ajustement rétroactif des taxes sur les droits d'eau des centrales hydroélectriques aux États-Unis de 2,2 M\$, et des paiements effectués, au cours du premier trimestre de 2012, aux fournisseurs qui ont pris part à la construction du parc solaire en 2011, de 0,7 M\$.

Ainsi, les activités d'exploitation ont généré des flux de trésorerie totaux nets de 47,4 M\$ au cours de l'exercice 2012, par rapport à 66,1 M\$ l'année précédente.

Activités d'investissement

Pour l'exercice 2012, les activités d'investissement ont requis des fonds de 75,1 M\$ nets des entrées de fonds totalisant 22,8 M\$, lesquelles se détaillent comme suit :

- le recours à une tranche de 13,2 M\$ de l'encaisse affectée lié essentiellement au développement du site de la Seigneurie de Beaupré;
- des produits totalisant 8,8 M\$ provenant de la vente d'actifs, soit la centrale thermique de Dolbeau, un projet éolien non stratégique en Europe ainsi que les actifs d'une centrale thermique inopérante aux États-Unis ; et
- un solde de 0,8 M\$ composé d'un produit d'assurance et d'autres éléments divers.

Les principaux investissements, dont le montant a totalisé 97,9 M\$ en 2012, furent les suivants :

- un montant en espèces de 63,9 M\$ alloué aux acquisitions des entreprises suivantes : le parc éolien en exploitation St-Patrick et quatre projets éoliens en développement en France, ainsi que le projet hydroélectrique Jamie Creek au Canada ;
- une injection de fonds supplémentaires de 17,7 M\$ dans la Coentreprise oeuvrant au développement de la phase 1 des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré ;
- un montant de 10,3 M\$ alloué à l'acquisition de nouvelles immobilisations corporelles diverses. De ce montant, 3,9 M\$ ont été alloués au secteur hydroélectrique dans le cadre, notamment, du début de la construction de la centrale Jamie Creek et de l'expansion de la puissance installée d'une centrale au Québec, 3,2 M\$ au secteur éolien, principalement en France, 0,7 M\$ au site solaire et le reste au secteur thermique et au corporatif;
- un montant de 3,4 M\$ alloué à divers projets en développement, principalement des sites éoliens au Québec ; et
- un investissement de 2,6 M\$ dans les autres immobilisations incorporelles, essentiellement pour la mise en place d'un système d'information financière.

Activités de financement

Au cours de l'exercice 2012, les activités de financement ont requis des liquidités totales nettes de 5,2 M\$. La Société a notamment remboursé une somme de 27,7 M\$ sur ses emprunts non courants existants, dont 20,6 M\$ liés à ses emprunts en France. Par ailleurs, dans le cadre des acquisitions conclues en France aux deuxième et quatrième trimestres de 2012, le partenaire européen de Boralex, Cube, a injecté des capitaux additionnels de 22,2 M\$ (17,1 M€), ce qui lui a permis de finaliser son engagement financier initial avant l'échéance de décembre 2012. Par conséquent, et compte tenu également de l'injection de fonds additionnels par Boralex dans sa filiale française en novembre 2012, la participation de Cube dans Boralex Europe S.A. se situe à 25,33 %.

Activités abandonnées

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les activités abandonnées ont utilisé des liquidités de 3,6 M\$ principalement attribuables aux impôts afférents à la transaction signée en décembre 2011 lors de la vente par Boralex de ses centrales américaines alimentées aux résidus de bois, ainsi qu'à la vente de RECs. En 2011, les activités abandonnées avaient généré des flux de trésorerie de 94,8 M\$, provenant principalement du produit de la vente des centrales thermiques américaines, de même que des opérations courantes de ces dernières antérieurement à leur vente et de la vente de RECs.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

Par conséquent, l'ensemble des mouvements de trésorerie de l'exercice 2012 a réduit de 37,6 M\$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, lequel se chiffrait à 107,1 M\$ au 31 décembre 2012, par rapport à 144,7 M\$ au 31 décembre 2011.

EN RÉSUMÉ,

outre le maintien d'une importante capacité d'autofinancement, les flux de trésorerie de l'exercice 2012 reflètent principalement l'utilisation, conformément à l'engagement de la direction, d'une partie des produits de la vente des centrales thermiques américaines conclue à la fin de l'exercice 2011 afin d'acquérir des actifs opérants et des projets en développement dans les secteurs clés de la Société : l'éolien et l'hydroélectricité. Grâce à cette stratégie, Boralex a acquis quelque 195 MW additionnels de puissance éolienne et hydroélectrique entièrement contractée au cours de l'exercice 2012, dont 35 MW sont déjà en exploitation en France tandis que la mise en service commerciale des autres 160 MW débutera en 2013. Cette nouvelle expansion s'inscrit dans la vision de création de valeur à long terme de la Société, basée sur le développement d'un portefeuille d'actifs générateur de marges bénéficiaires élevées et de flux de trésorerie croissants et prévisibles. D'ailleurs, les retombées de cette stratégie, mise en oeuvre par Boralex depuis 2009, sont clairement reflétées par l'importance et la constance des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de Boralex, contribuant au maintien d'une solide situation de trésorerie et d'une saine structure de capital.

Situation financière

Sommaire des principales variations

Outre l'effet de la fluctuation des taux de change, les changements dans l'état de la situation financière de Boralex entre les 31 décembre 2011 et 2012 reflètent principalement les acquisitions réalisées dans les secteurs éolien et hydroélectrique ainsi que la poursuite dynamique du développement des projets éoliens de la Société.

Actif

L'actif total de Boralex s'est accru de 53,0 M\$ au cours de l'exercice 2012, pour s'établir à 1 229,9 M\$ en date du 31 décembre 2012, comparativement à 1 176,9 M\$ au 31 décembre 2011.

Les actifs non courants ont augmenté de 107,1 M\$ à la suite des acquisitions réalisées aux deuxième et quatrième trimestres dans le secteur éolien en France et le secteur hydroélectrique au Canada, ainsi que de l'investissement additionnel effectué par Boralex dans la Coentreprise. Les actifs courants ont, quant à eux, diminué d'un montant net de 54,1 M\$, en raison principalement de l'utilisation d'une somme totalisant 50,8 M\$ de la trésorerie et équivalents de trésorerie et de l'encaisse affectée afin de financer en partie les diverses acquisitions de l'année et le développement des projets de la Seigneurie de Beaupré.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2012, le fonds de roulement de Boralex affichait un déficit de 5,4 M\$, représentant un coefficient de fonds de roulement de 0,97:1, comparativement à un fonds de roulement de 120,0 M\$ et un coefficient de 2,18:1 au 31 décembre 2011. Outre l'utilisation d'une partie importante de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que de l'encaisse affectée aux fins décrites plus haut, cette diminution s'explique principalement par le reclassement à l'item *Part à moins d'un an des emprunts* d'un billet américain de 72,0 M\$ venant à échéance en août 2013. Excluant ce reclassement, le fonds de roulement aurait été de 66,6 M\$ et le coefficient de 1,66:1. La Société se trouve actuellement en processus, avec divers prêteurs, de remplacement de ce prêt par de nouvelles facilités à long terme d'un montant égal ou supérieur au solde actuel, et n'entrevoit aucun problème quant à l'issue de cette démarche.

Dette totale et capitaux propres

Au 31 décembre 2012, la dette totale de la Société, composée des emprunts non courants et de leur part à moins d'un an ainsi que de la composante « passif » des débentures convertibles, se chiffrait à 748,5 M\$ par rapport à 729,5 M\$ au 31 décembre 2011. Cette augmentation s'explique par le nouvel emprunt contracté en marge des acquisitions du 28 juin 2012 en France, net des remboursements effectués sur les emprunts existants au cours de l'exercice 2012. Sur une base géographique, au 31 décembre 2012, 44 % des emprunts non courants de la Société étaient en France, 14 % aux États-Unis et 42 % au Canada, par rapport à 40 %, 15 % et 45 % respectivement en date du 31 décembre 2011.

L'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, s'établissait à 422,3 M\$ au 31 décembre 2012 comparativement à 369,8 M\$ au 31 décembre 2011. Par ailleurs, le total des capitaux propres a augmenté de 13,5 M\$ entre les 31 décembre 2011 et 2012, passant de 328,9 M\$ à 342,4 M\$. La variation défavorable du cumul des *Autres éléments du résultat global* a été largement compensée par les souscriptions de capital additionnel effectuées par le partenaire européen Cube en juin et décembre 2012, en marge des acquisitions réalisées dans le secteur éolien en France. Ainsi, le coefficient d'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, est passé de 39,8 % au 31 décembre 2011 à 42,1 % au 31 décembre 2012. Quant à l'augmentation de 10,4 M\$ des *Autres passifs financiers non courants*, elle reflète la variation de la juste valeur des instruments financiers de la Société.

Renseignements sur les instruments de capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2012, le capital-actions de Boralex consistait en 37 734 895 actions de catégorie A émises et en circulation (37 726 427 au 31 décembre 2011) et le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 978 023, dont 1 126 335 \$ pouvant être levées. Au cours de l'exercice 2012, 9 368 actions ont été émises dans le cadre des conversions de 1 171 débentures, et 900 actions ont été rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat qui a pris fin le 7 novembre 2012. Au 31 décembre 2012, Boralex avait 2 447 487 débentures convertibles émises et en circulation (2 448 658 au 31 décembre 2011).

Entre le 1er janvier 2013 et le 8 mars 2013, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions et 208 nouvelles actions ont été émises dans le cadre de conversions de débentures.

Opérations entre apparentés

La Société détient une entente de gestion avec une entité contrôlée par Bernard Lemaire, l'un de ses administrateurs et dirigeants, et sa famille. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,6 M\$ (0,6 M\$ pour la période correspondante en 2011).

La centrale thermique alimentée au gaz naturel située à Kingsey Falls a un contrat de vente de vapeur avec Cascades, une entité ayant une influence notable sur la Société. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les produits provenant de Cascades se sont élevés à 17,8 M\$ (18,6 M\$ pour la période correspondante en 2011). Ce contrat est venu à échéance le 30 novembre 2012.

Cascades fournit différents services à la Société de nature informatique, ingénierie, transport, entretien et réparations de bâtiment. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, ces services se sont élevés à 0,8 M\$ (0,6 M\$ en 2011).

Opérations avec la Coentreprise

En juin 2011, dans le cadre du projet de la phase 1 des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, la Société a conclu une entente de partenariat avec une filiale de Gaz Métro L.P. et a créé la Coentreprise, dont chacun détient une participation de 50 %. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, la quote-part des résultats de la Coentreprise a représenté un gain avant impôts de 0,1 M\$. De plus, Boralex a refacturé pour 1,8 M\$ de salaires et autres frais à la Coentreprise dans le cadre de la construction de ce parc éolien.

Perspectives et objectifs de développement

Perspectives 2013-2016

Pour l'exercice 2013, la direction de Boralex s'attend au maintien d'une bonne rentabilité d'exploitation compte tenu de la contribution du site éolien français St-Patrick pendant toute l'année, par rapport à six mois en 2012, et de la mise en service commerciale, vers la fin de 2013, de nouveaux actifs énergétiques dans lesquels la part nette de Boralex totalisera près de 200 MW.

Cette expansion devrait compenser amplement le manque à gagner créé par l'arrêt de la production d'électricité de la centrale thermique de Kingsey Falls depuis novembre 2012. En outre, elle aura pour avantage d'accentuer la diversification géographique de Boralex en raison de son implantation au Québec et de l'accroissement de sa présence en Colombie-Britannique et dans toutes les régions de France, en plus de diversifier ses compétences technologiques dans l'exploitation de différents types d'éoliennes.

L'exercice 2013 représentera, avant tout, une période de transition vers un palier de croissance et de rentabilité supérieur. En 2014, en effet, la Société bénéficiera de la pleine contribution des actifs démarrés en 2013, en particulier la phase 1 des Parcs de la Seigneurie de Beaupré, en plus de mettre en service d'autres projets au Québec et en France dans lesquels la part nette de Boralex totalisera 117 MW. L'année 2015 verra la mise en service des autres projets actuellement en développement par la Société, représentant un ajout net de 63 MW aux actifs en propriété propre de Boralex. Soulignons qu'afin de mener à bien ses divers projets, Boralex peut compter sur un solide bilan, incluant une position d'encaisse de 112,2 M\$ en date du 31 décembre 2012.

Compte tenu de l'expertise dont elle a fait preuve depuis plusieurs années dans le développement, le financement, la construction, la mise en service et l'exploitation rentable d'actifs énergétiques de plus en plus importants, Boralex est confiante de pourvoir réaliser avec succès l'ensemble des projets en cours de développement. Jumelés aux projets totalisant quelque 100 MW qui sont actuellement dans la mire de la Société, la mise en service des sites en cours de développement placera Boralex en position de doubler la taille de ses opérations et de son BAIIA à partir de 2016 et ce, sans injection de nouveaux capitaux propres, c'est-à-dire, sans diluer la part de ses actionnaires actuels.

Objectifs de développement et forces concurrentielles

Tout en restant à l'affut des développements internationaux en matière de production d'énergie verte et renouvelable, Boralex poursuivra sa recherche de projets d'acquisitions principalement au Canada et en France. La Société vise particulièrement les projets en phases avancées de développement ou les actifs déjà opérationnels, tous assortis de contrats de vente d'électricité à long terme afin de s'assurer de flux de trésorerie stables et prévisibles. Plus précisément, ses cibles d'expansion sont les suivantes :

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

Boralex est d'avis qu'en plus de son solide positionnement dans ces marchés propices à la poursuite de son expansion, elle bénéficie présentement d'un environnement d'affaires favorable à la poursuite de sa stratégie d'expansion par acquisitions, notamment en ce qui a trait aux possibilités de financement ainsi qu'au coût avantageux et à la qualité des turbines éoliennes disponibles sur le marché. De plus, la faiblesse économique mondiale actuelle continue de faire en sorte que certains développeurs ou opérateurs d'actifs énergétiques mettent en vente une partie de leurs actifs. Boralex entend continuer de tabler sur ce genre d'opportunités.

Boralex estime qu'elle dispose de solides atouts concurrentiels pour continuer de se prévaloir des meilleures opportunités existant sur le marché en termes de qualité des actifs et des projets de développement visés, le tout conformément à sa stratégie. Ses principaux atouts résident dans sa santé financière et sa capacité d'autofinancement croissante, son approche de développement ciblée, la force de son équipe multidisciplinaire et sa culture entrepreneuriale, qui font en sorte qu'elle est non seulement en mesure de réagir rapidement et avec justesse aux occasions d'affaires qui se présentent, mais à mener à bien des projets de plus en plus importants à l'intérieur des budgets et des calendriers prévus, et d'atteindre ses rendements financiers cibles.

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'exploitation d'actifs de production d'énergie renouvelable, appuyée par des outils de gestion de pointe;
- une approche de développement disciplinée et ciblée, axée sur l'atteinte de rendements financiers qui sont fonction des risques inhérents à chaque projet ; 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 se donne comme objectif financier de doubler la taille de sa base opérationnelle ainsi que son BAIIA d'ici la fin de 2016, sans dilution de ses actionnaires actuels. À court, moyen et long termes, elle entend continuer de se distinguer parmi les rares producteurs canadiens et mondiaux entièrement voués au développement et à l'exploitation d'énergies vertes et renouvelables, notamment par sa capacité à réaliser de forts taux de croissance de ses activités et de ses résultats. Afin de réaliser ses objectifs de croissance, Boralex demeurera une entreprise solide, innovatrice, axée sur des objectifs clairs, rigoureuse dans l'atteinte de ses cibles de rendement 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

De manière générale, au niveau des liquidités d'exploitation générées par ses filiales étrangères, la Société n'est pas exposée de façon importante à la fluctuation des devises puisque ses filiales sont autonomes et qu'elles conservent généralement leurs liquidités dans le pays afin de poursuivre leur développement. Cependant, la Société ne prévoit pas investir à court terme afin d'accroitre sa base d'actifs aux États-Unis. À cet effet et puisque les filiales américaines génèrent des liquidités excédentaires, la Société étudie présentement un certain nombre de stratégies de couverture à moyen terme et s'est donné comme objectif de mettre en application la stratégie sélectionnée au cours des prochains trimestres.

De plus, dans le cadre du développement de projets canadiens, certains déboursés futurs peuvent être en devises étrangères. L'objectif de la Société dans un tel cas est de protéger le rendement anticipé sur sa mise de fonds en se procurant des instruments de couverture afin d'éliminer la volatilité des déboursés prévus et ainsi stabiliser les coûts importants comme celui des turbines, par exemple.

Risque de prix

Dans le Nord-Est des États-Unis, une partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché ou via 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 2012, 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 dont la très grande majorité sont assujettis de clauses d'indexation partielle ou complète en fonction de l'inflation. Conséquemment, seulement 4 % de la puissance installée de Boralex est assujettie à ce risque.

Risque de taux d'intérêt

En date du 31 décembre 2012, environ 40 % des emprunts non courants émis portent intérêts 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'intérêts, son exposition aux fluctuations des taux d'intérêts est réduite à seulement 3 % de la dette totale. Au 31 décembre 2012, le solde notionnel de ces swaps était de 316,1 M\$ (145,7 M \in et 125,0 M \in) et leur juste valeur défavorable s'établissait à 50,2 M \in (24,7 M \in et 25,5 M \in).

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'intérêts et de protéger au maximum le rendement anticipé de ces projets. Ainsi, le fait que la juste valeur soit défavorable n'est qu'une indication que les taux d'intérêts 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 \$)	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Emprunts non courants	127,8	241,6	368,6	738,0
Contrats d'achat et d'entretien	5,5	17,9	41,2	64,6
Contrats de construction	71,2	_	_	71,2
Contrats de location simple de terrains	2,0	11,6	33,2	46,8
Coentreprise	188,3	14,2	39,1	241,6
TOTAL	394,8	285,3	482,1	1 162,2

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. Le contrat prévoit une indexation annuelle sur le prix complet jusqu'en 2013.
 À partir du 1er janvier 2014, le contrat prévoit un prix correspondant à 90 % des taux du marché qui aura un effet à la baisse sur le prix de vente de l'énergie. Cette baisse sera compensée par la diminution des coûts de loyer qui seront établit à 30 % des revenus bruts à partir du 1er janvier 2014.

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
2013 - 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 (à l'exception de la centrale Forces Motrices St-François qui est indexé selon un taux fixe annuel), le taux d'indexation sur le prix complet 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 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, sur le prix complet.
- d) 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 68 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, sur 20 % du prix de vente.
- 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 et seront indexés annuellement sur 20 % du prix de vente.
- g) Pour les trois projets éoliens en développement en France d'une puissance de 56 MW acquis lors du regroupement d'entreprise du 28 juin 2012, la Société possède des contrats de vente d'électricité d'une durée de 15 ans chacun. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et le prix de vente sera indexé annuellement sur le prix complet.
- h) Pour le projet éolien La Vallée en France d'une puissance de 32 MW acquis le 8 novembre 2012, la Société possède des contrats de vente d'électricité d'une durée de 15 ans chacun. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et le prix de vente sera indexé annuellement sur le prix complet.
- i) Pour le projet hydroélectrique Jamie Creek en Colombie-Britannique d'une puissance de 22 MW acquis le 25 octobre 2012, la Société possède un contrat de vente d'électricité à prix fixe d'une durée de 40 ans, incluant une option de renouvellement de 20 ans. Ce contrat débutera à la mise en service de la centrale.

Contrats d'achat et d'entretien

- j) Pour les sites en France et au Canada ainsi que pour les projets éoliens en France, la Société a conclu des contrats d'entretien dont certains sont clé-en-main avec des fournisseurs tels qu'Enercon, GE, Qcells, Gamesa, Nordex et Siemens. Les contrats ont des durées initiales entre cinq et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés totaux de 63,5 M\$ dont environ 4,4 M\$ payables en 2013.
- k) Dans le cadre des projets éoliens au Québec, en France ainsi que du parc solaire en France, la Société a conclu des contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements nets est de 1,1 M\$, soit 0,4 M€, 0,1 M\$ US et 0,4 M\$. Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2013.

Contrats de construction

- Pour les projets éoliens en développement en France d'une puissance de 56 MW acquis lors du regroupement d'entreprise du 28 juin 2012, la Société a conclu des contrats de construction et d'installation d'éoliennes. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, les engagements nets de la Société sont de 15,8 M\$ (12,0 M€).
- m) Pour le projet hydroélectrique Jamie Creek en Colombie-Britannique d'une puissance de 22 MW acquis le 25 octobre 2012, la Société a conclu des contrats de construction et d'installation de la centrale hydroélectrique. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, les engagements nets de la Société sont de 20,3 M\$.
- n) Pour le projet éolien de La Vallée en France d'une puissance de 26 MW acquis le 8 novembre 2012, la Société a conclu des contrats de construction et d'installation d'éoliennes. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, les engagements nets de la Société sont de 35,1 M\$ (26,8 M€).

Contrats de location simple de terrains

- o) 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 2012, le loyer a été de 0,4 M\$ (0,4 M\$ US) (0,4 M\$ (0,4 M\$ US) en 2011) et sera indexé de 3 % en 2013. À partir de 2014, le loyer sera variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- p) 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 0,7 M\$.
- q) Les terrains sur lesquels sont implantés les éoliennes et le site solaire en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient de 28 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 1,0 M\$ (0,8 M€).
- r) En ce qui concerne six 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 cellesci. 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 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 obligent 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 ou de 10 M\$ US (centrale de Hudson Falls) et de 5 M\$ US (centrale de South Glens Falls).

Le total des paiements minimaux futurs exigibles en vertu de ces baux au 31 décembre 2012, excluant les loyers conditionnels de la centrale de South Glens Falls, s'établit comme suit :

Part à moins d'un an	0,3
Part de 1 à 5 ans	2,8
Part à plus de cinq ans	7,7
Total	10,8

Autres

s) 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.

- t) 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, de la Faune 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 2012, 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. En ce qui concerne les installations de ces centrales, excluant Buckingham, la Société prévoit que des investissements de 0,3 M\$ seront requis pour se conformer à cette loi.
 - En ce qui concerne la centrale de Buckingham, au cours de l'exercice 2013, Boralex devrait entreprendre des travaux évalués à environ 18 M\$, afin de se conformer à cette loi. En marge de ces travaux, la direction poursuit toujours ses analyses de différents scénarios d'investissement visant à augmenter la puissance installée actuelle de cette centrale jusqu'à 10 MW.
- u) 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 M\$. La Société considère cette procédure non fondée en fait et en droit et se défend 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 M\$.
- v) Suite à la poursuite déposée le 20 décembre 1996 contre l'une des filiales de la Société pour des redevances réclamées en vertu de l'article 68 de la Loi sur le régime des eaux à titre de détentrice des forces hydrauliques, la réclamation du Procureur général du Québec s'élève à un montant de 3,2 M\$. La Société a entamé des négociations quant au règlement de ce litige et croit pouvoir le régler au courant de la prochaine année. En conséquence, la Société a enregistré une provision de 1 M\$ à l'encontre de ce litige au 31 décembre 2012 en raison des sommes que la Société compte récupérer en vertu de son bail.

Coentreprise

w) 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 située au Canada, (la « Coentreprise ») dont chacun détient une participation de 50 %. Selon l'entente, toutes les dépenses sont effectuées en partenariat 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 et s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats d'une durée de 20 ans commençant à la date de mise en service des parcs éoliens. Une portion de ces contrats possède 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 est 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 soit depuis décembre 2012. 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. Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 11,8 M\$.

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 font 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 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 183,9 M\$, soit 74,8 Met 85,8 M8.

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 font selon le degré d'avancement des travaux. De plus, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction du poste de transformation du projet éolien. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 3,9 M\$.

En décembre 2011, la Société a conclu un accord pour la construction d'un réseau de télécommunications du projet éolien. Les déboursés sont effectués selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 0,03 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 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 24,4 M\$ pour les six 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 renouvelé annuellement au gré du locataire. Les terrains sur lesquels seront implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 0,04 M\$ 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 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 17,5 M\$.

Lettres de crédit

Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les lettres de crédits émises par la Coentreprise s'établissait à 27,9 M\$.

Financements

La Société a finalisé, le 8 novembre 2011, le financement pour la réalisation des travaux de construction des deux premiers parcs éoliens. 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 au 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'intérêts 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 551,7 M\$ et les taux varient de 3,18 % à 3,22 %.

Facteurs de risque et incertitude

Facteurs de risque

Effet 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 environ 17 % de la puissance installée de la Société dans le nord-est des États-Unis où la Société exploite des centrales hydroélectriques.

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 d'incidence sur les conditions hydrauliques d'un bassin hydrologique donné. Les écarts annuels par rapport à la moyenne à long terme sont parfois 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 fait 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, qui représente 10 % de la puissance installée au 31 décembre 2012, 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 permettent 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 peuvent survenir au cours de la construction de projets. Même lorsqu'elle est achevée, une centrale peut ne pas fonctionner de la manière prévue ou des défauts de conception et de fabrication peuvent 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, qui représentent 11 % de la puissance installée au 31 décembre 2012, 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 oeuvre 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, de la Faune 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 et de la trésorerie de la Société. 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'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 celleci 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, tels 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.

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 évaluant régulièrement le risque de crédit et l'évolution de leur situation financière, 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 rivalise 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 et cette situation peut avoir des conséquences sur le degré de réussite de sa vision 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 2012, seulement 3 % des titres d'emprunt non courant émis, compte tenu des swaps financiers, portaient intérêt à des taux variables. 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 37 % de la puissance installée se trouve au Canada, tandis que 18 % se trouve aux États-Unis, et 45 % 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 lié à la santé et à la sécurité en milieu de travail et à l'environnement, y compris le risque que les gouvernements rendent des ordonnances afin de rectifier des situations non sécuritaires ou de corriger ou de régler d'une autre manière une contamination environnementale, que des sanctions soient imposées en cas de contravention aux lois, aux licences et aux permis et aux autres approbations en matière de santé, de sécurité et d'environnement, et que la responsabilité civile de la Société soit engagée. La conformité aux lois sur la santé, la sécurité et l'environnement (y compris toute modification future de celles-ci) et aux exigences des licences, permis et autres approbations demeurera importante pour l'entreprise de la Société.

Contexte réglementaire et politique

La Société exerce actuellement près de 63 % de ses activités en France et aux États-Unis en terme de puissance installée. Toute modification des politiques gouvernementales pourrait avoir une incidence considérable sur les activités que la Société exerce dans ces pays. Les risques inhérents aux activités exercées à l'étranger comprennent la modification des lois touchant la propriété étrangère, la participation gouvernementale et la réglementation, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, le cours du change, l'inflation, les contrôles des changes, le rapatriement des bénéfices et les désordres civils.

Il est incertain 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 est imprévisible.

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

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

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

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes réglementaires en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses centrales. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des actifs. 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.

En France, un regroupement opposé au développement de la filière éolienne a entrepris de contester auprès des autorités réglementaires l'arrêté ministériel adopté en 2008 qui oblige EDF à racheter l'énergie produite par les producteurs éoliens terrestres à un tarif établi. Bien que cette situation cause présentement une certaine incertitude au sein de l'industrie, la direction de Boralex juge improbable qu'il en résulte une décision défavorable aux producteurs français d'énergie éolienne. Pour plus de renseignements à ce sujet, prière de se référer à la rubrique Revue des secteurs d'activités / Sites éoliens / Projets en développement et événements récents.

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

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 qui sont fondés. 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 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 utilise des estimations et des jugements qui peuvent avoir une incidence importante sur les revenus, les charges, le résultat global, les actifs et les passifs comptabilisés et les informations figurant dans les états financiers consolidés. La direction établit ses estimations en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment, son expérience, les événements en cours et les mesures que la Société pourrait prendre ultérieurement, ainsi que d'autres hypothèses qu'elle juge raisonnables dans les circonstances. De par leur nature, ces estimations font l'objet d'une incertitude relative à la mesure et les résultats réels pourraient être différents. Les estimations et leurs hypothèses sous-jacentes sont périodiquement passées en revue et l'incidence de toute modification est immédiatement comptabilisée.

Les éléments qui suivent nécessitent les estimations et jugements les plus cruciaux de la direction :

Dépréciation des actifs

Annuellement au 31 octobre, la Société procède à un test de dépréciation de ces UGT relatives aux actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée et au goodwill. Par contre, à chaque date de présentation, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation de ces actifs à durée d'utilité déterminée et indéterminée et de ce goodwill. Le but de ces tests est de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. Les tests de dépréciation requièrent l'utilisation de plusieurs hypothèses établies à partir des meilleures estimations de la direction.

Valeur recouvrable

La valeur recouvrable est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité basés sur des flux de trésorerie actualisés qui tiennent compte du contexte économique actuel et des estimations de la direction. 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 estimations des coûts de production, les dépenses en immobilisations futures, les taux d'actualisation après impôts, le taux de croissance et les durées d'utilité.

Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation utilisé et estimé par la direction représente le coût moyen pondéré du capital établi pour un groupe d'UGT. Le taux de croissance a été établi en tenant compte de l'expérience passée, des tendances économiques ainsi que des tendances du marché et de l'industrie. La Société est d'avis que ces hypothèses sont raisonnables.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et actifs incorporels à durée d'utilité déterminée

La direction détermine la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à durée d'utilité déterminée en tenant compte de l'estimation de la période pendant laquelle la Société s'attend à pouvoir utiliser un actif. Cette estimation fait l'objet d'une révision annuelle dans le cadre de laquelle les effets de tout changement sont comptabilisés de manière prospective.

Impôts différés

La direction doit estimer les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôts différés, en particulier, elle doit évaluer à quel moment surviendra le renversement des différences temporelles auxquels les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôts différés qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte du niveau des bénéfices imposables futurs.

Passif relatif aux démantèlements

Les coûts de restaurations futures, exigées soit par entente contractuelle ou par la loi, sont comptabilisés selon la meilleure estimation par la direction. Cette estimation est calculée à la fin de chaque période et tient compte des déboursés non actualisés prévus pour chaque actif concerné. Les estimations dépendent des coûts de la main-d'oeuvre, de l'efficacité des mesures de remise en état et de restauration, des taux d'inflation et des taux d'intérêts avant impôts qui reflètent l'évaluation du marché courant ou la valeur temps de l'argent, ainsi que des risques spécifiques à l'obligation. La direction estime aussi le moment des dépenses, lequel peut changer selon les activités d'exploitation poursuivies. Les coûts futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Donc, compte tenu des connaissances actuelles, il est raisonnablement possible qu'au cours des exercices suivants, des écarts de la réalité par rapport à l'hypothèse requièrent un ajustement significatif de la valeur comptable du passif concerné.

Juste valeur des instruments financiers

Les instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie sont comptabilisés dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont présentées dans le résultat global.

La juste valeur est établie selon 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. 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.

Indice de dépréciation des actifs

À chaque date de présentation de l'information financière, la direction doit utiliser son jugement pour évaluer s'il existe un quelconque indice que des actifs corporels et incorporels ont pu se déprécier. Le cas échéant, la Société procède à un test de dépréciation de ces UGT afin de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. Les tests de dépréciation utilisent diverses estimations de la direction tel que décrit à la section précédente.

La question à savoir s'il est survenu un événement ou un changement de circonstances indiquant que la valeur comptable des actifs pourrait ne pas être recouvrable exige le jugement de la direction. La direction se base sur différents indices pour établir son jugement notamment, sans s'y limiter, les changements négatifs dans le secteur ou de la conjoncture économique, les changements dans le degré ou mode d'utilisation de l'actif, une performance économique de l'actif moins bonne que celle attendue ou une variation importantes des taux de rendement ou d'intérêt du marché.

Modifications de méthodes comptables

IFRS 7, Instruments financiers - Informations à fournir (révisé 2011)

En décembre 2011, l'IASB a modifié la norme IFRS 7, « Instruments financiers – Informations à fournir » afin d'y inclure des exigences relativement à la communication d'information sur les règlements bruts et nets des instruments financiers admissibles à la compensation dans l'état de la situation financière et les instruments assujettis à des accords généraux de compensation. L'IFRS 7 amendée sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société.

IFRS 10, États financiers consolidés

La nouvelle norme IFRS 10 fournit des directives additionnelles pour aider à la détermination du contrôle lorsque ce dernier est difficile à évaluer. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société.

IFRS 11, Partenariats

La nouvelle norme IFRS 11 met l'emphase sur les droits et obligations contractuels qui découlent du partenariat plutôt que sur la forme légale. 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 la 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 Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société puisque la Société comptabilisait déjà son placement selon la méthode de la mise en équivalence.

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

Des modifications ont été apportées à la norme IAS 28 pour incorporer les changements provenant de la publication d'IFRS 10 et IFRS 11, incluant le fait que les coentreprises doivent maintenant être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société.

IFRS 12, Informations à fournir sur les intérêts dans d'autres entités

IFRS 12 est une nouvelle norme sur les exigences en matière d'informations à fournir sur tous les intérêts détenus dans les entités suivantes : filiales, partenariats, entreprises associées et entités structurées non consolidées. La norme exige qu'une entité présente des informations sur la nature et les risques associés à ses intérêts dans d'autres entités et les effets de ces intérêts sur sa situation financière, son rendement financier et ses flux de trésorerie. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a eu qu'un impact sur le niveau d'information à fournir dans les états financiers de la Société concernant la participation dans la Coentreprise et la part des actionnaires sans contrôle.

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

La nouvelle norme IFRS 13 ne modifie pas les exigences des autres normes qui précisent dans quelles circonstances un élément est évalué à la juste valeur. Cette norme apporte plutôt des précisions quant à l'application de ce concept lorsqu'une évaluation à la juste valeur est imposée ou autorisée par les IFRS. La norme IFRS 13 fournit une source unique de référence pour toutes les évaluations de juste valeur et améliore les exigences en matière d'informations à fournir qui s'appliquent à l'ensemble des IFRS. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a eu qu'un impact sur le niveau d'information à fournir dans les états financiers de la Société concernant les actifs et passifs évalués à la juste valeur présenté dans la note sur les instruments financiers.

IAS 1, Présentation des états financiers (révisé 2011)

Cette norme amendée exige que le résultat global soit classé par nature: les éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net et les éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions spécifiques seront remplies. 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 a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a eu qu'un impact sur la présentation des états consolidés du résultat global de la Société.

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.

IAS 32, Instruments financiers - Présentation (révisé 2011)

En décembre 2011, l'IASB a modifié la norme IAS 32, « Instruments financiers – Présentation », afin de clarifier les exigences en vigueur relatives à la compensation des instruments financiers dans l'état de la situation financière. L'IAS 32 amendée sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2014, 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.

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 2012, 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 2012, 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.

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 adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et procédés adéquats. Ces systèmes de contrôles internes, politiques et présentation 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 a audité les états financiers consolidés de Boralex inc. La responsabilité de l'auditeur indépendant consiste à exprimer une opinion professionnelle sur la présentation fidèle des états financiers consolidés. Le rapport de l'auditeur indépendant présente l'étendue de 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 ThibodeauVice-président et chef de la direction financière

Montréal, Canada Le 8 mars 2013

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 2012 et 2011 et les états consolidés des résultats, du résultat global, des variations de capitaux propres et des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que les notes annexes constituées d'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux 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 les 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 oeuvre 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 2012 et 2011 ainsi que de leur performance financière et de leurs flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, conformément aux IFRS.

(s)	PricewaterhouseCoopers s.r.l./	s.e.n.c.r.l.

Montréal, Canada Le 8 mars 2013

¹ FCPA auditeur, FCA, permis de comptabilité publique no. A108517

États consolidés de la situation financière

		Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de dollars canadiens)	Note	2012	2011
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		107 138	144 703
Encaisse affectée		5 063	18 288
Clients et autres débiteurs	6	45 589	50 500
Stocks	7	4 404	3 573
Actif financier disponible à la vente		3 009	2 208
Frais payés d'avance		2 137	2 137
ACTIFS COURANTS		167 340	221 409
Immobilisations corporelles	8	689 024	643 047
Autres immobilisations incorporelles	9	253 115	214 834
Goodwill	9	48 663	38 063
Participation dans la Coentreprise	10	58 994	45 266
Autres actifs non courants	11	12 735	14 236
ACTIFS NON COURANTS		1 062 531	955 446
TOTAL DE L'ACTIF		1 229 871	1 176 855
PASSIF			
Fournisseurs et autres créditeurs	12	46 945	34 209
Part à moins d'un an des emprunts	13	98 570	26 659
Passif d'impôts exigibles		1 741	10 776
Autres passifs financiers courants	27	25 508	29 757
PASSIFS COURANTS		172 764	101 401
Emprunts non courants	13	423 616	479 525
Débentures convertibles	14	226 299	223 347
Passif d'impôts différés	15	29 514	26 031
Autres passifs financiers non courants	27	24 698	14 273
Autres passifs non courants		10 611	3 400
PASSIFS NON COURANTS		714 738	746 576
TOTAL DU PASSIF		887 502	847 977
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires		319 868	321 764
Part des actionnaires sans contrôle	19	22 501	7 114
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES		342 369	328 878
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES		1 229 871	1 176 855

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers consolidés audités le 8 mars 2013.

(s) Robert F. Hall

(s) Pierre Seccareccia

Robert F. Hall, administrateur

Pierre Seccareccia, administrateur

États consolidés des résultats

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Note	2012	2011
REVENUS			
Produits de la vente d'énergie		181 440	194 025
Autres revenus		2 853	680
		184 293	194 705
CHARGES ET AUTRES			
Charges d'exploitation	20, 21	66 281	75 423
Administration	20	16 186	14 853
Développement		3 520	3 523
Amortissement		58 030	57 833
Autres pertes (gains)	22	971	(2 959)
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	8	823	1 503
		145 811	150 176
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		38 482	44 529
Charges financières	23	49 279	49 664
Perte (Gain) de change		26	(961)
Perte nette sur instruments financiers		396	972
RÉSULTAT AVANT LES ÉLÉMENTS SUIVANTS		(11 219)	(5 146)
Quote-part des résultats de la Coentreprise	10	(51)	150
Recouvrement d'impôts sur le résultat	15	(2 183)	(2 311)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(8 985)	(2 985)
Résultat net des activités abandonnées	24	3 721	5 489
RÉSULTAT NET		(5 264)	2 504
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :			
Actionnaires de Boralex		(5 115)	2 883
Actionnaires sans contrôle		(149)	(379)
RÉSULTAT NET		(5 264)	2 504
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX :			
Activités poursuivies		(8 836)	(2 606)
Activités abandonnées		3 721	5 489
		(5 115)	2 883
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX :			
Activités poursuivies		(0,24) \$	(0,07) \$
Activités abandonnées		0,10 \$	0,15 \$
	25	(0,14) \$	0,08 \$

États consolidés du résultat global

(en milliers de dollars canadiens)	Note	2012	2011
RÉSULTAT NET		(5 264)	2 504
Autres éléments du résultat global qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions seront remplies	18		
Écarts de conversion :			
Gain (Perte) de change latent(e) sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(1 352)	4 058
Couvertures de flux de trésorerie :			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(16 931)	(53 010)
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		14 526	6 040
Éléments de couverture réalisés et portés à l'état de la situation financière		_	198
Impôts		1 109	13 405
Couvertures de flux de trésorerie - Coentreprise :			
Variation de la juste valeur des instruments financiers		(4 088)	(13 461)
Impôts		1 087	3 579
Actif financier disponible à la vente :			
Variation de la juste valeur d'un actif financier disponible à la vente		(48)	(278)
Éléments réalisés et portés au résultat net		968	(624)
Activités abandonnées :		_	(2 021)
Total des autres éléments du résultat global		(4 729)	(42 114)
RÉSULTAT GLOBAL		(9 993)	(39 610)
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX :			
Actionnaires de Boralex		(9 131)	(38 392)
Actionnaires sans contrôle		(862)	(1 218)
RÉSULTAT GLOBAL		(9 993)	(39 610)
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX :			
		(12.052)	(41.960)
Activités poursuivies		(12 852) 3 721	(41 860)
Activités abandonnées	_		3 468
		(9 131)	(38 392)

États consolidés des variations des capitaux propres

2012

<u>-</u>	Capitaux propres attribuables aux actionnaires							
(en milliers de dollars canadiens)	Capital- actions (Note 16)	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Autres éléments du résultat global (Note 18)	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
SOLDE AU 1er JANVIER 2012	222 758	14 379	6 106	144 501	(65 980)	321 764	7 114	328 878
Résultat net	_	_	_	(5 115)	_	(5 115)	(149)	(5 264)
Autres éléments du résultat global	_	_	_	_	(4 016)	(4 016)	(713)	(4 729)
RÉSULTAT GLOBAL	_	_	_	(5 115)	(4 016)	(9 131)	(862)	(9 993)
Conversion de débentures convertibles (note 14)	117	_	_	_	_	117	_	117
Rachat d'actions	(5)	_	_	(2)	_	(7)	_	(7)
Charge relative aux options d'achat d'actions (note 17)	_	_	839	_	_	839	_	839
Excédent du produit de la vente partielle d'une filiale (note 19)	_	_	_	5 108	1 178	6 286	(6 286)	_
Apport des actionnaires sans contrôle (note 19)	_	_	_	_	_	_	22 535	22 535
SOLDE AU 31 DÉCEMBRE 2012	222 870	14 379	6 945	144 492	(68 818)	319 868	22 501	342 369

2011

	Capitaux propres attribuables aux actionnaires					_		
(en milliers de dollars canadiens)	Capital- actions (Note 16)	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Autres éléments du résultat global (Note 18)	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
SOLDE AU 1 _{ER} 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 (note 14)	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

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(en milliers de dollars canadiens)	Note	2012	2011
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex		(5 115)	2 883
Moins : Résultat net des activités abandonnées	24	3 721	5 489
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex		(8 836)	(2 606)
Charges financières		49 279	49 664
Intérêts payés		(47 271)	(47 134)
Recouvrement d'impôts sur le résultat		(2 183)	(2 311)
Impôts payés		(4 440)	(4 337)
Éléments hors caisse du résultat :			
Perte nette sur instruments financiers		396	972
Quote-part des résultats de la Coentreprise		(51)	150
Amortissement		58 030	57 833
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	8	823	1 503
Perte (Gain) sur vente d'actifs	22	971	(2 377)
Gain sur cession d'actifs à la Coentreprise	22	_	(582)
Autres		1 897	3 465
		48 615	54 240
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	26	(1 219)	11 891
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		47 396	66 131
Acquisition d'entreprises		(63 881)	(700)
Nouvelles immobilisations corporelles		(10 320)	(34 419)
Acquisition des autres immobilisations incorporelles		(2 550)	_
Variation de l'encaisse affectée		13 225	$(2\ 364)$
Augmentation de la participation dans la Coentreprise	10	(17 735)	(52 949)
Projets en développement		(3 422)	(1 620)
Produit de la vente d'actif	22	8 763	4 200
Produit d'assurance		723	_
Autres		110	434
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(75 087)	(87 418)
Disciplination des assessments et décourset les series			(105)
Diminution des emprunts et découvert bancaire		_	(195) 39 674
Augmentation nette des emprunts non courants		(27.712)	
Versements sur les emprunts non courants Rachat avant échéance d'instruments financiers		(27 713)	(45 035)
	40	22 513	(15 670)
Apport des actionnaires sans contrôle	19		(422)
Autres FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(2) (5 202)	(433) (21 659)
Trésorerie des activités abandonnées, incluant le produit de cession	24	(3 642)	94 770
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE	24	(3 042)	94 770
TRÉSORERIE		(1 030)	229
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		(37 565)	52 053
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE		144 703	92 650
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE		107 138	144 703

Notes afférentes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2012

(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 22 sites éoliens, 14 centrales hydroélectriques, deux 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 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 débentures convertibles sont cotées à la bourse de Toronto («TSX»).

(* Les données relatives aux MW et MWh incluses aux notes 1, 5, 10, 24, 30, 32 et 33 n'ont pas fait l'objet d'un audit.)

Note 2.

Base de présentation

Les présents états financiers consolidés audités ont été dressés conformément 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 ») applicables à la préparation d'états financiers, IAS 1, « Présentation des états financiers ». La Société a uniformément appliqué les mêmes méthodes comptables dans l'ensemble des périodes présentées.

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.

Le conseil d'administration a approuvé les états financiers le 8 mars 2013.

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 sur lesquelles la Société possède le contrôle. La Société contrôle une entité lorsqu'elle détient le pouvoir de diriger les activités pertinentes, lorsqu'elle est exposée ou a droit à des rendements variables et lorsqu'elle possède la capacité d'exercer son pouvoir de manière à influer sur les rendements qu'elle obtient. 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.

Les principales filiales de la Société au 31 décembre 2012 sont les suivantes :

Nom de la Filiale	Droits de vote détenus	Emplacement
Boralex Europe S.A.	74,67 %	Luxembourg
Boralex US Energy Inc.	100 %	États-Unis
Boralex Ontario Energy Holdings LP	100 %	Canada
Boralex Ontario Energy Holdings 2 LP	100 %	Canada
Boralex Power Limited Partnership	100 %	Canada

b) Coentreprise

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties sont liées par un accord contractuel qui confère le contrôle conjoint sur l'actif net. Les décisions concernant les activités pertinentes du partenariat requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle. 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 comptabilisée 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 contrôlée conjointement sont éliminés à la hauteur de la participation de la Société dans la Coentreprise.

c) Part des actionnaires sans 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 comptabilisée directement dans les capitaux propres. Tout changement dans la participation de la Société dans la filiale qui ne résulte pas en une acquisition ou 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 au résultat 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 évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Le goodwill 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 chaque période. Les différences de change sont reportées et inscrites 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 Autres 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 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 financiers 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 comptabilisée 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 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 a 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 totale 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 ces 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 Autres 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*.

Note 3. Principales méthodes comptables (suite)

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

Centrales thermiques

La centrale au gaz naturel en France est amortie par composante selon la méthode linéaire jusqu'à la fin de ses contrats de vente d'énergie et de vapeur soit 2013 et 2022, respectivement. 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 revus 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 comptabilisée 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, sauf en ce qui concerne les centrales hydroélectriques américaines de Hudson Falls et South Glens Falls. Celles-ci sont amorties selon une méthode basée sur leurs revenus jusqu'à la fin de leurs contrats soit 2034 et 2035, respectivement.

Droits d'eau

Les droits d'eau pour toutes les centrales hydroélectriques, sauf Buckingham puisque cet actif a une durée d'utilité indéterminée, 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 d'utilité indéterminée 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.

Goodwill

Le goodwill, 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. Le goodwill 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.

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 d'utilité. 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 amorti.

Coûts d'emprunt

La Société incorpore les coûts directement attribuables à l'acquisition, la construction ou la production de 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 le goodwill et les droits d'eau de la centrale de Buckingham, ainsi que les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore prêtes à être utilisées, sont soumis à un test de dépréciation au 31 octobre de chaque année ou s'il y a des événements déclencheurs. Ces actifs sont soumis à un test de dépréciation 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 le goodwill, 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 le goodwill.

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.

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. Au 31 décembre 2012, une provision de 1 024 000 \$ a été comptabilisée (aucune provision significative en 2011) suite à la poursuite déposée le 20 décembre 1996 contre l'une des filiales de la Société pour des redevances réclamées en vertu de l'article 68 de la *Loi sur le régime des eaux* à titre de détentrice des forces hydrauliques.

Passif relatif au démantèlement

Une obligation de démantèlement est constatée à sa juste valeur dans la période au cours de laquelle une obligation juridique ou implicite est créée, lorsque le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable et qu'il est probable que le règlement de cette obligation exige un paiement financier. Les coûts de démantèlement sont capitalisés à 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.

Pour les centrales hydroélectriques installées sur des sites publics, la Société ne possède aucune obligation de démantèlement. Selon les baux de location des sites, ces centrales doivent être remises à la fin de la période de location au bailleur sans aucun démantèlement. 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. Compte tenu de cette probabilité, aucune provision n'est comptabilisée.

Pour les sites éoliens, la Société a une obligation soit juridique ou contractuelle de démanteler ses installations à la fin de leur exploitation commerciale. 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 ainsi qu'à la revégétalisation.

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 non significatifs. Par conséquent, la juste valeur de l'obligation n'est pas significative.

Finalement, la Société possède l'obligation de démanteler son site solaire à la fin des baux de location. Les coûts de démantèlement sont négligeables.

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 au 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'impôts 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'impôts est comptabilisée respectivement dans les *Autres éléments du résultat global* ou dans les capitaux propres.

L'actif ou le passif d'impôts 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 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 hautement utilisé 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.

Autres revenus

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.

Modifications de méthodes comptables

IFRS 7, Instruments financiers - Informations à fournir (révisé 2011)

En décembre 2011, l'IASB a modifié la norme IFRS 7, « Instruments financiers – Informations à fournir » afin d'y inclure des exigences relativement à la communication d'information sur les règlements bruts et nets des instruments financiers admissibles à la compensation dans l'état de la situation financière et les instruments assujettis à des accords généraux de compensation. L'IFRS 7 amendée sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2013, et l'application anticipée est permise. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société.

IFRS 10, États financiers consolidés

La nouvelle norme IFRS 10 fournit des directives additionnelles pour aider à la détermination du contrôle lorsque ce dernier est difficile à évaluer. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société.

IFRS 11, Partenariats

La nouvelle norme IFRS 11 met l'emphase sur les droits et obligations contractuels qui découlent du partenariat plutôt que sur la forme légale. 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 la 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 Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société puisque la Société comptabilisait déjà son placement selon la méthode de la mise en équivalence.

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

Des modifications ont été apportées à la norme IAS 28 pour incorporer les changements provenant de la publication d'IFRS 10 et IFRS 11, incluant le fait que les coentreprises doivent maintenant être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers de la Société.

IFRS 12, Informations à fournir sur les intérêts dans d'autres entités

IFRS 12 est une nouvelle norme sur les exigences en matière d'informations à fournir sur tous les intérêts détenus dans les entités suivantes : filiales, partenariats, entreprises associées et entités structurées non consolidées. La norme exige qu'une entité présente des informations sur la nature et les risques associés à ses intérêts dans d'autres entités et les effets de ces intérêts sur sa situation financière, son rendement financier et ses flux de trésorerie. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a eu qu'un impact sur le niveau d'information à fournir dans les états financiers de la Société concernant la participation dans la Coentreprise et la part des actionnaires sans contrôle.

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

La nouvelle norme IFRS 13 ne modifie pas les exigences des autres normes qui précisent dans quelles circonstances un élément est évalué à la juste valeur. Cette norme apporte plutôt des précisions quant à l'application de ce concept lorsqu'une évaluation à la juste valeur est imposée ou autorisée par les IFRS. La norme IFRS 13 fournit une source unique de référence pour toutes les évaluations de juste valeur et améliore les exigences en matière d'informations à fournir qui s'appliquent à l'ensemble des IFRS. La Société a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a eu qu'un impact sur le niveau d'information à fournir dans les états financiers de la Société concernant les actifs et passifs évalués à la juste valeur présenté dans la note sur les instruments financiers.

IAS 1, Présentation des états financiers (révisé 2011)

Cette norme amendée exige que le résultat global soit classé par nature: les éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net et les éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions spécifiques seront remplies. 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 a adopté cette nouvelle norme au 1er janvier 2012, et ce changement n'a eu qu'un impact sur la présentation des états consolidés du résultat global de la Société.

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.

IAS 32, Instruments financiers – Présentation (révisé 2011)

En décembre 2011, l'IASB a modifié la norme IAS 32, « Instruments financiers – Présentation », afin de clarifier les exigences en vigueur relatives à la compensation des instruments financiers dans l'état de la situation financière. L'IAS 32 amendée sera en vigueur pour les exercices de la Société ouverts à compter du 1er janvier 2014, 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.

Note 4.

Principales sources d'incertitude

La préparation d'états financiers selon les IFRS exige que la direction utilise des estimations et des jugements qui peuvent avoir une incidence importante sur les revenus, les charges, le résultat global, les actifs et les passifs comptabilisés et les informations figurant dans les états financiers consolidés.

Les éléments qui suivent nécessitent les estimations et jugements les plus cruciaux de la direction :

Principales sources d'incertitude relatives aux estimations de la direction

La direction établit ses estimations en fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment, son expérience, les événements en cours et les mesures que la Société pourrait prendre ultérieurement, ainsi que d'autres hypothèses qu'elle juge raisonnables dans les circonstances. De par leur nature, ces estimations font l'objet d'une incertitude relative à la mesure et les résultats réels pourraient être différents. Les estimations et leurs hypothèses sous-jacentes sont périodiquement passées en revue et l'incidence de toute modification est immédiatement comptabilisée.

Dépréciation des actifs

Annuellement au 31 octobre, la Société procède à un test de dépréciation de ces UGT relatives aux actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée et au goodwill. Par contre, à chaque date de présentation, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation de ces actifs à durée d'utilité déterminée et indéterminée et de ce goodwill. Le but de ces tests est de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. Les tests de dépréciation requièrent l'utilisation de plusieurs hypothèses établies à partir des meilleures estimations de la direction.

Valeur recouvrable

La valeur recouvrable est établie à partir de calculs de la valeur d'utilité basés sur des flux de trésorerie actualisés qui tiennent compte du contexte économique actuel et des estimations de la direction. 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 estimations des coûts de production, les dépenses en immobilisations futures, les taux d'actualisation après impôts, le taux de croissance et les durées d'utilité.

Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation utilisé et estimé par la direction représente le coût moyen pondéré du capital établi pour un groupe d'UGT. Le taux de croissance a été établi en tenant compte de l'expérience passée, des tendances économiques ainsi que des tendances du marché et de l'industrie. La Société est d'avis que ces hypothèses sont raisonnables.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et actifs incorporels à durée d'utilité déterminée

La direction détermine la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des actifs incorporels à durée d'utilité déterminée en tenant compte de l'estimation de la période pendant laquelle la Société s'attend à pouvoir utiliser un actif. Cette estimation fait l'objet d'une révision annuelle dans le cadre de laquelle les effets de tout changement sont comptabilisés de manière prospective.

Impôts différés

La direction doit estimer les montants à comptabiliser au titre des actifs et des passifs d'impôts différés, en particulier, elle doit évaluer à quel moment surviendra le renversement des différences temporelles auxquels les taux d'imposition différés sont appliqués. De surcroît, le montant des actifs d'impôts différés qui est limité au montant dont la réalisation est jugée probable, est estimé en tenant compte du niveau des bénéfices imposables futurs.

Passif relatif aux démantèlements

Les coûts de restaurations futures, exigées soit par entente contractuelle ou par la loi, sont comptabilisés selon la meilleure estimation de la direction. Cette estimation est calculée à la fin de chaque période et tient compte des déboursés non actualisés prévus pour chaque actif concerné. Les estimations dépendent des coûts de la main-d'oeuvre, de l'efficacité des mesures de remise en état et de restauration, des taux d'inflation et des taux d'intérêts avant impôts qui reflètent l'évaluation du marché courant ou la valeur temps de l'argent, ainsi que des risques spécifiques à l'obligation. La direction estime aussi le moment des dépenses, lequel peut changer selon les activités d'exploitation poursuivies. Les coûts futurs prévus sont, de par leur nature, incertains, et pourraient changer de manière importante au fil du temps. Donc, compte tenu des connaissances actuelles, il est raisonnablement possible qu'au cours des exercices suivants, des écarts de la réalité par rapport à l'hypothèse requièrent un ajustement significatif de la valeur comptable du passif concerné.

Juste valeur des instruments financiers

Les instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, sont comptabilisés dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont présentées dans le résultat global.

La juste valeur est établie selon 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. 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 27 explique plus en détail ces bases de calcul et les estimations utilisées.

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

Indice de dépréciation des actifs

À chaque date de présentation de l'information financière, la direction doit utiliser son jugement pour évaluer s'il existe un quelconque indice que des actifs corporels et incorporels ont pu se déprécier. Le cas échéant, la Société procède à un test de dépréciation de ces UGT afin de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. Les tests de dépréciation utilisent diverses estimations de la direction tel que décrit à la section précédente.

La question à savoir s'il est survenu un événement ou un changement de circonstances indiquant que la valeur comptable des actifs pourrait ne pas être recouvrable exige l'exercice du jugement de la direction. La direction se base sur différents indices pour établir son jugement notamment, sans s'y limiter, les changements négatifs dans le secteur ou de la conjoncture économique, les changements dans le degré ou mode d'utilisation de l'actif, une performance économique de l'actif moins bonne que celle attendue ou une variation importantes des taux de rendement ou d'intérêt du marché.

Note 5.

Regroupement d'entreprises

Acquisition du parc éolien de St-Patrick et de projets en développement

Le 28 juin 2012, Boralex a annoncé la conclusion d'une série de transactions au terme desquelles elle se porte acquéreur, par le biais de sa filiale Boralex Europe S.A., de 100 % des actions d'une société et de sa filiale détenant un parc éolien de 34,5 MW* en exploitation (le parc éolien de « St-Patrick »), ainsi que 100 % des actions de trois sociétés détenant trois projets éoliens complètement autorisés et représentant 56 MW* de puissance (les « projets en développement »), le tout pour un montant en espèce de 39 080 000 \$ (30 313 000 €), net de la trésorerie et équivalents de trésorerie des sociétés acquises. Cette transaction a engendré des coûts d'acquisition de 1 375 000 \$ qui ont été comptabilisés à la dépense. L'acquisition de ces sociétés s'inscrit dans le cadre de la stratégie de croissance par acquisition de Boralex, visant à accroître sa part de marché en France.

La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, « Regroupement d'entreprises ». L'état de la situation financière et les résultats de cette acquisition sont consolidés à partir du 28 juin 2012.

Le tableau suivant reflète la détermination finale du prix d'achat:

	Répartition p	Répartition préliminaire		n finale
	(en millier \$)	(en millier €)	(en millier \$)	(en millier €)
Actifs courants	6 888	5 343	6 888	5 343
Immobilisations corporelles	64 108	49 727	64 108	49 727
Contrats de vente d'énergie	44 877	34 810	7 769	6 026
Goodwill	_	_	8 613	6 681
Autres immobilisations incorporelles	_	_	24 189	18 763
Passifs courants	(2 581)	(2 002)	(2 581)	(2 002)
Passif financier	(5 027)	(3 900)	(5 027)	(3 900)
Emprunts non courants	(47 610)	(36 930)	(47 610)	(36 930)
Passif d'impôts différés	(12 918)	(10 020)	(8 612)	(6 680)
Autres passifs financiers non courants	(3 904)	(3 028)	(3 904)	(3 028)
Actif net	43 833	34 000	43 833	34 000
Moins : Trésorerie et équivalents de trésorerie des sociétés acquises	4 753	3 687	4 753	3 687
	39 080	30 313	39 080	30 313

Les Clients et autres débiteurs acquis lors de la transaction ont une juste valeur de 1 762 000 \$ (1 367 000 €) et ont tous été encaissés au 31 décembre 2012.

Le goodwill représente le potentiel de renouvellement des contrats de vente d'énergie de St-Patrick et des trois projets éoliens en développement. Ce goodwill est non-déductible pour les fins fiscales. Le goodwill a été attribué au groupe d'UGT de St-Patrick et des trois projets éoliens en développement.

La détermination finale du prix d'achat a été établie selon la juste valeur à la date d'acquisition.

Depuis la date d'acquisition, les sociétés acquises, sur une base individuelle, ont contribué aux produits de la vente d'énergie pour 5 352 000 \$ et ont engendré une perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex de 347 000 \$. Si par contre l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2012, l'équivalent de douze mois des résultats des sociétés acquises aurait été inclus dans les résultats consolidés et la direction estime que les produits de la vente d'énergie auraient été de 186 608 000 \$ et la perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex aurait été de 4 690 000 \$ pour la période de douze mois close le 31 décembre 2012. Ces estimations se fondent sur l'hypothèse que les ajustements de juste valeur qui ont été apportés à la date d'acquisition auraient été les mêmes si la transaction avait été réalisée le 1er janvier 2012.

Acquisition Jamie Creek

Le 25 octobre 2012, Boralex a annoncé la conclusion d'une série de transactions au terme desquelles elle se porte acquéreur, par le biais de ses filiales, de 100 % des actions d'une société détenant un projet de centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 22 MW* en cours de développement (le projet de centrale hydroélectrique de « Jamie Creek »), le tout pour une considération de 11 919 000 \$, soit un montant en espèces de 9 785 000 \$ et une contrepartie conditionnelle de 2 134 000 \$. Cette transaction a engendré des coûts d'acquisition non significatifs lesquels ont été comptabilisés à la dépense. L'acquisition de cette société s'inscrit dans le cadre de la stratégie de croissance par acquisition de Boralex, visant à accroître sa part de marché au Canada dans le secteur hydroélectrique.

La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, « Regroupement d'entreprises ». L'état de la situation financière et les résultats de cette acquisition sont consolidés à partir du 25 octobre 2012.

Note 5. Regroupement d'entreprises (suite)

Le tableau suivant reflète la détermination finale du prix d'achat:

	Répartition finale
	(en millier \$)
Actifs courants	770
Immobilisations corporelles	6 768
Contrats de vente d'énergie	6 904
Goodwill	1 836
Passifs courants	(2 524)
Passif d'impôts différés	(1 835)
Actif net	11 919

Le goodwill représente le potentiel de renouvellement des contrats de vente d'énergie de Jamie Creek. Ce goodwill est non-déductible pour les fins fiscales. Le goodwill a été attribué au groupe d'UGT de Jamie Creek.

La contrepartie conditionnelle représente un accord de contrepartie éventuelle signé entre les parties prenantes au contrat de vente d'actions de Jamie Creek. Ce montant est basé sur l'estimé du coût total de construction du projet. Au moment de l'acquisition, la contrepartie éventuelle est évaluée à 2 134 000 \$.

La détermination finale du prix d'achat a été établie selon la juste valeur à la date d'acquisition.

Depuis la date d'acquisition, la société acquise a contribué aux produits de la vente d'énergie pour un montant nul et a engendré un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex non significatif, car le projet est en cours de construction et les coûts sont inscrits à l'actif.

Acquisition La Vallée

Le 8 novembre 2012, Boralex a annoncé la conclusion d'une série de transactions au terme desquelles elle se porte acquéreur, par le biais de sa filiale Boralex Europe S.A., de 100 % des actions d'une société détenant un projet de parc éolien de 26 MW* en cours de développement (le projet de parc éolien de « La Vallée - Ménétréols »), ainsi que 40 % des actions d'une société détenant un projet de parc éoliens représentant 6 MW* de puissance (le projet de parc éolien de « La Vallée - St-Georges »), le tout pour un montant en espèces de 15 016 000 \$ (11 730 000 €). Cette transaction a engendré des coûts d'acquisition non significatifs lesquels ont été comptabilisés à la dépense. De plus, une participation ne donnant pas le contrôle de 22 000 \$ a été comptabilisée à la date d'acquisition. Pour le parc St-Georges, la Société s'est engagée à acheter et le vendeur s'est engagé à vendre sa participation de 60 % lorsque les conditions sur le zonage du site auront été levées au cours des prochains mois. L'acquisition de cette société s'inscrit dans le cadre de la stratégie de croissance par acquisition de Boralex, visant à accroître sa part de marché en France dans le secteur éolien.

La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3, « Regroupement d'entreprises ». L'état de la situation financière et les résultats de cette acquisition sont consolidés à partir du 8 novembre 2012.

Le tableau suivant reflète la détermination finale du prix d'achat:

	Répartition	on finale
	(en millier \$)	(en millier €)
Actifs courants	1 738	1 358
Immobilisations corporelles	11 176	8 730
Contrats de vente d'énergie	2 176	1 700
Passifs courants	(74)	(58)
Actif net	15 016	11 730

La détermination finale du prix d'achat a été établie selon la juste valeur à la date d'acquisition.

Depuis la date d'acquisition, la société acquise a contribué aux produits de la vente d'énergie pour un montant nul et a engendré une perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex non significative, car le projet est en cours de construction et les coûts sont inscrits à l'actif.

Note 6. Clients et autres débiteurs

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Clients - net	33 224	33 666
Débiteurs de parties liées (note 31)	3 100	5 813
Autres débiteurs	9 265	11 021
	45 589	50 500

Tous les montants présentent des échéances courantes. 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 ci-haut étant donné que la qualité du crédit de ces clients est élevée. Au 31 décembre 2012, environ 2 % (2 % au 31 décembre 2011) des clients et autres débiteurs étaient impayés depuis plus de 90 jours après la facturation, tandis qu'environ 80 % (86 % aux 31 décembre 2011) étaient en règle (moins de 30 jours).

Note 7. Stocks

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Pièces de rechange	3 340	3 140
Résidus de bois	1 020	385
Autres matières premières	44	48
	4 404	3 573

Le coût des stocks est comptabilisé aux résultats sous le poste Charges d'exploitation et s'élève à 3 615 000 \$ en 2012 (7 895 000 \$ en 2011).

Note 8.Immobilisations corporelles

	Sites éoliens	Centrales hydroélectriques	Centrales thermiques	Site solaire	Corporatif	Total
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
Exercice clos le 31 décembre 2012 :						
Solde au début de l'exercice	396 848	178 281	44 608	18 166	5 144	643 047
Écart de conversion	10	(2 210)	(71)	(87)	(43)	(2 401)
Acquisition	12 730	6 922	423	1 523	566	22 164
Acquisition par voie de regroupement d'entreprise (note 5)	75 284	6 768	_	_	_	82 052
Disposition	(151)	(151)	(6 991)	(25)	_	(7 318)
Amortissement	(29 005)	(6 319)	(11 757)	(991)	(432)	$(48\ 504)$
Dépréciation	_	_	(268)	_	_	(268)
Autres variations	433	157	(108)	_	(230)	252
Solde à la fin de l'exercice	456 149	183 448	25 836	18 586	5 005	689 024
Au 31 décembre 2012 :						
Coût	571 162	201 721	51 016	20 185	9 195	853 279
Amortissement cumulé	(115 013)	(18 273)	(25 180)	(1 599)	(4 190)	(164 255)
Valeur nette comptable	456 149	183 448	25 836	18 586	5 005	689 024

L'amortissement des immobilisations corporelles est comptabilisé au poste *Amortissement*. L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 48 504 000 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (47 791 000 \$ en 2011), incluant un montant de 2 251 000 \$ relativement aux contrats de location-financement (1 823 000 \$ en 2011). Le coût et l'amortissement cumulé des biens détenus en vertu de contrats de location-financement s'élèvent respectivement à 28 217 000 \$ et 18 445 000 \$ au 31 décembre 2012 (28 378 000 \$ et 16 239 000 \$ au 31 décembre 2011).

Les immobilisations comprennent des pièces de rechange pour un montant de 2 841 000 \$ (3 445 000 \$ au 31 décembre 2011) et des sites en construction pour un montant de 32 523 000 \$ (56 000 \$ au 31 décembre 2011). Ces immobilisations ne sont pas amorties jusqu'à leur mise en service.

Au 31 décembre 2012, un montant de 7 585 000 \$ (1 506 000 \$ en 2011) des acquisitions d'immobilisations corporelles n'est pas encore payé et est inclus dans les *Fournisseurs et autres créditeurs*.

Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Centrales thermiques	268	1 503
Projets en développement	555	_
	823	1 503

Le 18 avril 2012, la Société a conclu la vente de la centrale thermique aux résidus de bois de Dolbeau à Produits Forestiers Résolu pour une contrepartie en espèces de 5 000 000 \$\$, avec prise de possession immédiate. Au 31 mars 2012, une dépréciation des immobilisations corporelles de la centrale de 268 000 \$\$ a été comptabilisée afin de ramener la valeur comptable de ces actifs à leur valeur recouvrable. Rappelons qu'en septembre 2011, une dépréciation de la valeur des immobilisations corporelles de 6 503 000 \$\$ liée à cette centrale avait été enregistrée. Cette dépréciation avait été comptabilisée suite à la décision de la direction de fermer définitivement cette centrale. En décembre 2011, suite à la finalisation d'une convention d'achat une reprise de perte de valeur de 5 000 000 \$\$\$ a été comptabilisée.

Le 4 avril 2012, la Société a clôturé la vente d'un projet éolien en développement en Italie pour une contrepartie de 1 950 000 \$ (1 466 000 €). Au 31 mars 2012, une dépréciation de 555 000 \$ a été comptabilisée afin de ramener la valeur comptable du projet éolien à sa valeur recouvrable.

La dépréciation est comptabilisée au poste Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles dans l'état consolidé des résultats.

Note 9.

Autres immobilisations incorporelles et goodwill

	Aut	res immobilisatio	ons incorporelles			
	Contrats de vente d'énergie	Droits d'eau	Projets en développement	Autres incorporels	Total	Goodwill
Exercice clos le 31 décembre 2011 :						
Solde au début de l'exercice	103 994	113 015	12 434	2 998	232 441	38 063
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	3 633	1 652	214 834	38 063
Au 31 décembre 2011 :						
Coût	112 568	116 786	3 633	3 127	236 114	38 063
Amortissement cumulé	(14 863)	(4 942)	_	(1 475)	(21 280)	_
Valeur nette comptable	97 705	111 844	3 633	1 652	214 834	38 063
Exercice clos le 31 décembre 2012 :			,		,	
Solde au début de l'exercice	97 705	111 844	3 633	1 652	214 834	38 063
Écart de conversion	$(1\ 435)$	_	958	3	(474)	151
Acquisition	_	117	4 612	3 196	7 925	_
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises (note 5)	16 849	_	24 189	_	41 038	10 449
Disposition	_	_	(858)	_	(858)	_
Amortissement	(5 648)	(2 990)	_	(888)	(9 526)	_
Dépréciation	_	_	(555)	_	(555)	_
Autres variations	940	(27)	(684)	502	731	
Solde à la fin de l'exercice	108 411	108 944	31 295	4 465	253 115	48 663
Au 31 décembre 2012 :						
Coût	128 139	115 852	31 295	6 828	282 114	48 663
Amortissement cumulé	(19 728)	(6 908)	_	(2 363)	(28 999)	_
Valeur nette comptable	108 411	108 944	31 295	4 465	253 115	48 663

Note 9. Autres immobilisations incorporelles et goodwill (suite)

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 d'utilité déterminée se détaille comme suit (en nombre d'années) :

Contrats de vente d'énergie	18 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 2011), ne sont pas amortis puisqu'ils ont une durée d'utilité indéterminée.

Les Projets en développement comprennent majoritairement des projets éoliens au Québec et en France ainsi qu'un projet hydroélectrique en Colombie-Britannique.

Les Autres incorporels sont composés majoritairement des quotas de CO₂ détenus par la centrale au gaz naturel de Blendecques en France et d'un logiciel de gestion intégré.

Le *Goodwill* a été affecté, à des fins de tests de dépréciation annuelle, aux unités génératrices de trésorerie des centrales hydroélectriques et au parc éolien de St-Patrick et les trois projets en développement, respectivement, selon leur valeur.

Au 31 octobre 2012, des tests de dépréciation annuels ont été effectués sur le goodwill et sur les droits d'eau de la centrale de Buckingham. Actuellement, selon les analyses, la valeur recouvrable basée sur des projections de flux de trésorerie et un taux d'actualisation de 6,5 % justifie leurs valeurs aux livres.

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 située au Canada, (la « Coentreprise ») dont chacun détient une participation de 50 %. Selon l'entente, toutes les dépenses sont effectuées en partenariat 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.

	2012	2011
Solde au début de l'exercice	45 266	_
Apport de capital	_	6 012
Apport en espèces	17 735	52 949
Part des résultats	51	(205)
Part du résultat global	(4 088)	(13 461)
Autres	30	(29)
Solde à la fin de l'exercice	58 994	45 266

Les actifs courants, actifs non courants, passifs courants, passifs non courants, du résultat net et du résultat global de la Coentreprise sont les suivants :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Actifs courants	19 884	16 520
Actifs non courants	321 724	142 262
TOTAL DE L'ACTIF	341 608	158 782
Passifs courants	15 432	17 946
Passifs non courants	208 188	50 246
TOTAL DU PASSIF	223 620	68 192
ACTIFS NETS	117 988	90 590

	2012	2011
Administration	126	120
Développement	11	
	137	120
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(137)	(120)
Revenus d'intérêt	(26)	(6)
Charges financières	2	_
Perte (Gain) de change	2	(4)
Perte (Gain) nette sur instruments financiers	(217)	300
RÉSULTAT NET	102	(410)
Autres éléments du résultat global	(8 177)	(26 922)
RÉSULTAT GLOBAL	(8 075)	(27 332)

Engagements

		Paiements				
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total		
Entente de service	400	2 171	9 253	11 824		
Contrats de construction	187 842	_	_	187 842		
Contrat d'entretien	_	8 927	15 484	24 411		
Contrats de location de terrain	80	3 085	14 353	17 518		
Total	188 322	14 183	39 090	241 595		

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 et s'est engagée à vendre la totalité de sa production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats d'une durée de 20 ans commençant à la date de mise en service des parcs éoliens. Une portion de ces contrats possède 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 est 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, soit depuis décembre 2012. 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. Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 11 824 000 \$.

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 font 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 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 183 922 000 \$ (74 765 000 € et 85 846 000 \$).

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 font selon le degré d'avancement des travaux. De plus, la Coentreprise a conclu un contrat pour la construction du poste de transformation du projet éolien. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 3 885 000 \$.

En décembre 2011, la Société a conclu un accord pour la construction d'un réseau de télécommunications du projet éolien. Les déboursés sont effectués selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 34 000 \$.

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 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 24 411 000 \$ pour les six 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 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 2012, la quote-part de la Société dans les engagements nets de la Coentreprise est de 17 518 000 \$.

Lettres de crédit

Au 31 décembre 2012, la quote-part de la Société dans les lettres de crédits émises par la Coentreprise s'établissait à 27 912 000 \$.

Financements

La Société a finalisé, le 8 novembre 2011, le financement pour la réalisation des travaux de construction des deux premiers parcs éoliens. 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 au 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'intérêts 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 551 732 000 \$ et les taux varient de 3,18 % à 3,22 %.

Note 11.Autres actifs non courants

	Note	Au 31 décembre 2012	Au 31 décembre 2011
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	a)	9 530	10 947
Fonds de réserve	b)	3 125	3 169
Autres		80	120
		12 735	14 236

- a) Les *Crédits d'impôts pour énergie renouvelable* représentent le solde des crédits d'impôts gagnés par la Société aux États-Unis et qui 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 par le régime fiscal fédéral américain. Ce programme était en vigueur, pour les centrales thermiques de Boralex, pour une période de cinq ans à compter du 1er janvier 2005 et a pris fin le 31 décembre 2009. Ce programme était 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 2 729 000 \$ (1 142 000 € et 1 237 000 \$ US). Une réserve pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles s'élève à 298 000 \$ (300 000 \$ US).

Note 12. Fournisseurs et autres créditeurs

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Fournisseurs	8 750	6 193
Créditeurs de parties liées (note 31)	1 553	1 250
Frais courus	18 150	11 570
Revenus reportés	46	136
Autres créditeurs	18 446	15 060
	46 945	34 209

Note 13. Emprunts non courants

	Note	Échéance	Taux (1)	Au 31 décembre 2012	Au 31 décembre 2011
Convention cadre (France) – parcs éoliens	a)	2017-2022	5,02	161 042	175 075
Prêt à terme (France) – parc éolien de Nibas	b)	2016	5,00	5 104	6 350
Prêt à terme (France) – parc éolien de St-Patrick	c)	2025	5,02	47 448	_
Crédits-baux (France)	d)	2012-2015	4,58	3 026	4 580
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	e)	2024	6,55	10 138	10 722
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	f)	2031	7,05	173 481	179 628
Billet canadien de premier rang garantis	g)	2014	6,63	36 601	37 141
Billet américain de premier rang garantis	g)	2013	6,23	71 994	76 597
Prêt à terme (France) – parc solaire	h)	2025-2028	3,96	15 738	20 065
Autres dettes		_	_	4 877	4 915
				529 449	515 073
Part à moins d'un an des emprunts				(98 570)	(26 659)
Coût d'emprunt, net de l'amortissement cumulé				(7 263)	(8 889)
				423 616	479 525

⁽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 2012, le solde de la Sénior était de 150 095 000 \$ (114 420 000 €) (162 641 000 \$ (123 278 000 €) au 31 décembre 2011), tandis que le solde de la Junior était de 10 947 000 \$ (8 345 000 €) (12 434 000 \$ (9 425 000 €) au 31 décembre 2011). À cette même date, des lettres de crédit d'un montant de 13 110 000 \$ (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 de 15 ans pour la Sénior et de 10 ans pour la Junior, à compter de la mise en service commerciale propre à chaque projet.
- b) Ce prêt à terme porte intérêt à un taux fixe de 5,00 % et est assorti de remboursements trimestriels. Au 31 décembre 2012, le solde était de 5 247 000 \$ (4 000 000 €) (6 350 000 \$ (4 813 000 €) au 31 décembre 2011). La totalité des actifs du parc éolien de Nibas est donnée en garantie de ce prêt.
- c) Le Prêt à terme du parc éolien de St-Patrick a été acquis lors du regroupement d'entreprises. Au 31 décembre 2012, ce prêt s'élève à 47 448 000 \$ (36 170 000 €). La durée résiduelle du financement est de 12 ans et le prêt arrive à échéance le 15 février 2025. La Société effectue des remboursements semestriellement en principal et intérêts. Le taux d'intérêt assorti à ce financement est variable basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge. La marge est de 2,25 % pour les deux prochaines années, puis elle passe à 2,50 % pour les cinq années suivantes, pour enfin clore à 3,00 %. Afin de réduire son exposition aux variations de taux, des swaps financiers de taux d'intérêt ont été conclus pour un montant nominal total de 35 643 000 \$ (27 171 000 €). Ces swaps permettent de garantir un taux fixe pour environ 75 % de la dette totale. Actuellement, le taux d'intérêt variable est de 2,53 % alors que le taux fixe est d'environ 5,83 %. La partie d'emprunt couvert par les swaps financiers de taux d'intérêt passe progressivement de 74 % à 68 % entre la troisième et la septième année, puis elle diminue progressivement au long des cinq dernières années.
- d) Les crédits-baux sont constitués de contrats de location-financement portant sur des actifs situés en France. Le solde de ces crédits-baux était de 3 026 000 \$ (2 307 000 €) au 31 décembre 2012 (4 579 000 \$ (3 471 000 €) au 31 décembre 2011). 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 9 771 000 \$ (7 449 000 €) au 31 décembre 2012 (12 139 000 \$ (9 201 000 €) au 31 décembre 2011).

Note 13. Emprunts non courants (suite)

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

	2012	2011
Paiement minimaux au titre de location		
Part à moins d'un an	1 533	1 775
Part de 1 à 5 ans	1 729	3 284
Part à plus de cinq ans	_	
Intérêts compris dans les paiements minimaux	235	479
Valeur actualisée des paiements minimaux au titre de location		
Part à moins d'un an	1 406	1 693
Part de 1 à 5 ans	1 487	2 893
Part à plus de cinq ans	_	

- e) 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.
- f) 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 \$ était 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. Au 31 décembre 2012, les sommes sous écrou étaient de 57 000 \$. 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.
- g) Les billets canadien et américain sont nantis par la totalité des actifs des neuf centrales achetées du Fonds. En vertu de ces ententes, la Société est sujette à certaines clauses restrictives y compris le maintien de certains ratios financiers. En ce qui concerne le billet américain, la convention de prêt stipule que la Société doit, à tout moment, maintenir deux comptes de réserve. Le premier, d'un montant minimum de 298 000 \$ (300 000 \$ US), 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 1 094 000 \$ (1 100 000 \$ US). Au 31 décembre 2012, les dépôts en fiducie sont de 1 566 000 \$ (1 574 000 \$ US). Le billet américain vient à échéance le 31 août 2013. La Société négocie actuellement avec divers prêteurs pour remplacer ce prêt par de nouvelles facilités à long terme d'un montant égal ou supérieur au solde actuel.
- h) Ce prêt, garanti par les actifs du parc solaire en Europe, se compose d'un montant de 3 422 000 \$ (2 609 000 €) tiré sur un financement total de 3 935 000 \$ (3 000 000 €) sur 15 ans, d'un montant de 13 118 000 \$ (10 000 000 €) sur 18 ans et d'un montant de 3 411 000 \$ (2 600 000 €) tiré sur un financement TVA (rotatif). Le premier des remboursements trimestriels a été fait le 30 juin 2012. Le taux d'intérêt sur le financement de 3 935 000 \$ (3 000 000 €) est variable et basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge, mais la Société a utilisé des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition aux variations de taux tel que mentionné ci-après. Le taux d'intérêt sur le financement de 13 118 000 \$ (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'intérêt 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.

 $L'amortissement des charges financières s'\'el\`eve \`a 2 2 4 5 0 0 0 \$ pour l'exercice clos le 31 d\'ecembre 2012 (2 0 8 5 0 0 0 \$ en 2011) et est comptabilis\'e sous le poste {\it Charges financi\`eres}.$

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

Boralex possède une facilité de crédit rotatif d'une durée de trois ans échéant le 30 juin 2013 pour un montant autorisé de 60 000 000 \$. Le montant total des avances monétaires est toutefois limité à 40 000 000 \$. Pour les tirages en \$ US, la formule de taux d'intérêt 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 2012, un montant total de 7 011 000 \$ était émis au titre de lettres de crédit. Aucune avance monétaire n'était tirée sur cette facilité de crédit. L'intention de la direction est de prolonger cette facilité de crédit au cours des prochains mois pour une année supplémentaire.

Swaps de taux d'intérêt

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 74 % 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 40 % à 3 %.

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 courante, l'entretien des équipements et les impôts sur le bénéfice à différents moments sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2012, un montant de 3 125 000 \$ (3 169 000 \$ au 31 décembre 2011) 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 398 000 \$ (400 000 \$ US), 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 2012, Boralex a respecté l'ensemble de ses ratios financiers.

Paiements minimums futurs

Le montant global estimatif du remboursement des emprunts non courants se détaille comme suit :

Part à moins d'un an*	98 570
Part de 1 à 5 ans	154 393
Part à plus de cinq ans	277 221

^{*} Incluant 71 994 000 \$ pour le billet américain dont l'échéance est le 31 août 2013 mais dont la Société négocie actuellement son refinancement.

Note 14.

Débentures convertibles

En 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. La valeur totale des débentures émises en 2010 est 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 peut 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 :

	2012	2011
Solde au début de l'exercice	223 347	220 824
Conversion de débentures	(117)	(258)
Amortissement des frais reliés à l'émission des débentures	546	464
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles à 8,50 $\%$	2 523	2 317
Solde à la fin de l'exercice	226 299	223 347

Au 31 décembre 2012, Boralex avait 2 447 487 débentures convertibles émises et en circulation d'une valeur nominale de 100 \$ chacune (2 448 658 au 31 décembre 2011).

Note 15.

Impôts

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

	2012	2 2011
Impôts exigibles	2 62	20 4 774
Impôts différés	(4 80	03) (7 085)
	(2 18	33) (2 311)

Le rapprochement du recouvrement d'impôts sur le résultat des activités poursuivies, calculé 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 :

	2012	2011
Résultat net des activités poursuivies avant impôts	(11 168)	(5 296)
Taux combiné d'imposition de base du Canada et des provinces	26,59 %	28,34 %
Recouvrement d'impôts sur le résultat selon le taux statutaire	(2 970)	(1 501)
Augmentation (Diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Éléments non imposables/non déductibles	(1 868)	(2 318)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	2 351	2 551
Écart de la variation des taux d'impôts sur des éléments spécifiques	288	(79)
Variation de la provision pour moins-value	(722)	(452)
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts différés et exigibles	320	(553)
Impôts à l'étranger sur les dividendes et autres	418	41
Recouvrement d'impôts effectif	(2 183)	(2 311)

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 1 janvier 2012	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Comptabilisé au goodwill	Au 31 décembre 2012
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	61 723	_	2 686	18 419	82 828
Instruments financiers	16 933	2 194	(12 317)	1 301	8 111
Provisions	2 200	_	(353)	_	1 847
Participation dans la Coentreprise	154	_	4 677	_	4 831
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(103 643)	_	8 552	(30 167)	(125 258)
Écarts de conversion	(1 647)	(33)	1 646	_	(34)
Frais de financement et autres	(1 751)	_	(88)	_	(1 839)
Total passifs d'impôts différés	(26 031)	2 161	4 803	(10 447)	(29 514)

	Au 1 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)
Écarts de conversion	_	(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)

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 ont cumulé des pertes fiscales totalisant environ 285 309 000 \$, lesquelles peuvent être reportées et portées en diminution du revenu imposable des exercices à venir. Ces pertes fiscales ont été réalisées principalement 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 :

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Illimité	Total
Canada	2 645	5 224	2 604	2 688	7 315	2 256	41 536	29 913	94 181
France	-	-	-	-	-	-	-	191 128	191 128
	2 645	5 224	2 604	2 688	7 315	2 256	41 536	221 041	285 309

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 privilégiées dont aucune n'a été émise au 31 décembre 2012. 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 privilégiées 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 surplus d'apport de la Société correspond à la valeur cumulée des options d'achat d'actions en cours non exercées consenties à la haute direction.

Le capital-actions et le surplus d'apport de la Société a évolué de la manière suivante entre le 31 décembre 2011 et 2012 :

	,	Capital-act	Capital-actions	
	Note	Nombre d'actions	Montant	Montant
Solde au 1er janvier 2011		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
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	a)	9 368	117	_
Rachat d'actions	b)	(900)	(5)	_
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	c)	_	_	839
Solde au 31 décembre 2012		37 734 895	222 870	6 945

- 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 1 171 débentures pour une valeur de 117 000 \$ en échange de 9 368 actions (2 586 débentures pour une valeur de 258 000 \$ en échange de 20 688 actions en 2011).
- b) Le 4 novembre 2011, Boralex avait 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 pouvait 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 sont effectués par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto et les actions qui ont été rachetées sont annulées. En date du 31 décembre 2012, 900 actions ont été rachetées par la Société en vertu de cette Offre. Cette dernière n'a pas été renouvelée.
 - 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. 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, les octrois attribués entre 2004 et 2011 ne peuvent être levés si la valeur au marché de l'action est inférieure à 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 :

	20	2012		11
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
En circulation au début de l'exercice	1 804 845	9,07	1 547 696	9,17
Attribuées	257 387	7,96	257 149	8,50
Expirées	(18 021)	8,63	_	_
Annulées	(66 188)	8,80	_	_
En circulation à la fin de l'exercice	1 978 023	8,94	1 804 845	9,07
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	1 126 335	9,72	850 380	8,68

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2012 :

	Options en ci	Options en circulation			Options pouvant être levées		
Attribuées en	Nombre d'options	Prix de levée	Nombre d'options	Prix de levée	Année d'expiration		
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	130 050	17,29	130 050	17,29	2018		
2009	315 844	7,14	_	_	2019		
2010	213 322	9,20	106 661	9,20	2020		
2011	229 061	8,50	57 265	8,50	2021		
2012	257 387	7,96	_	_	2022		
	1 978 023	8,94	1 126 335	9,72			

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 :

	2012	2011
Prix des actions à la date d'attribution	8,03	8,58
Prix de levée	7,96	8,50
Dividende annuel prévu	0 %	0 %
Durée de vie prévue	7 ans	7 ans
Volatilité prévue	30,17 %	42,93 %
Taux d'intérêt sans risque	2,45 %	3,64 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	3,54	4,33

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 839 000 \$ a été comptabilisée pour l'exercice 2012 (1 078 000 \$ en 2011) relativement aux régimes d'options d'achat d'actions.

Note 18.Autres éléments du résultat global

							2012
	-	Couvert	ures de flux de t	résorerie			
	Écarts de conversion	Couvertures taux d'intérêt	Couvertures commodités	Couvertures devises	Couvertures de flux de trésorerie - Coentreprise	Actif financier disponible à la vente	Total
Solde au début de l'exercice	(9 636)	(40 501)	(4 032)	(300)	(9 882)	(1 629)	(65 980)
Variation de la juste valeur	(1 592)	(11 055)	(3 745)	_	$(4\ 088)$	(48)	(20 528)
Reclassements au résultat net	_	4 943	9 237	346	_	968	15 494
Impôts	_	2 615	$(1\ 460)$	(46)	1 087	_	2 196
Solde à la fin de l'exercice	(11 228)	(43 998)	_	_	(12 883)	(709)	(68 818)

2011

			Couvert	ures de flux de t	résorerie			
	Activités abandonnées	Écarts de conversion	Couvertures taux d'intérêt	Couvertures commodités	Couvertures devises	Couvertures de flux de trésorerie - Coentreprise	Actif financier disponible à la vente	Total
Solde au début de l'exercice	2 021	(14 533)	(9 853)	(828)	(785)	_	(727)	(24 705)
Variation de la juste valeur	(1 883)	4 897	(46 586)	(6 763)	339	(13 461)	(278)	(63 735)
Reclassements au résultat net	(1 170)	_	3 718	2 427	(105)	_	(624)	4 246
Reclassements à l'état de la situation financière	_	_	_	_	198	_	_	198
Impôts	1 032	_	12 220	1 132	53	3 579	_	18 016
Solde à la fin de l'exercice		(9 636)	(40 501)	(4 032)	(300)	(9 882)	(1 629)	(65 980)

Note 19.

Part des actionnaires sans contrôle

En mai 2012, la Société a conclu des souscriptions de capital de 324 000 \$ et 92 000 \$ respectivement de la part de ses partenaires MRC Témiscouata et MRC Côte-de-Beaupré, qui détiennent une participation de 49 % respectivement, dans les projets éoliens actuellement en développement au Québec. En août 2012, la Société a conclu des souscriptions de capital de 81 000 \$ de la part de son partenaire MRC Côte-de-Beaupré.

Les 28 juin 2012, la Société a conclu une souscription de capital de 17 708 000 \$ (13 735 000 €) de son partenaire européen. Le pourcentage des opérations européennes détenu par ce partenaire dans la filiale Boralex Europe S.A., établi au Luxembourg, a augmenté de 5,32 % pour atteindre 25,33 %. L'entente initiale conclue en décembre 2009 prévoyait que ce partenaire pouvait souscrire à une augmentation de capital jusqu'à 33 000 000 €. Ce montant maximal a été contribué à ce jour. L'excédent du produit de la vente partielle sur la valeur comptable de la filiale Boralex Europe S.A. de 6 286 000 \$ a été porté aux comptes *Résultats non distribués* et *Autres éléments du résultat global*.

De plus, le 27 décembre 2012, le partenaire européen a souscrit pour 4 308 000 \$ (3 320 000 €) de capital additionnel.

Les actifs courants, les actifs non courants, les passifs courants, les passifs non courants, le résultat net, le résultat global et les flux de trésorerie se rapportant à la filiale Boralex Europe S.A. se détaillent ainsi :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Actifs courants	40 480	33 002
Actifs non courants	359 914	255 263
TOTAL DE L'ACTIF	400 394	288 265
Passifs courants	44 260	37 829
Passifs non courants	269 384	220 901
TOTAL DU PASSIF	313 644	258 730
ACTIFS NETS	86 750	29 535
	2012	2011
Revenus	65 668	56 498
RÉSULTAT NET	(145)	(2 004)
RÉSULTAT GLOBAL	(3 575)	(6 191)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	31 569	15 076
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(59 660)	(17 264)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	27 505	(2 705)
Écarts de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(261)	(711)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(847)	(5 604)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	14 057	14 904

Note 20.

Charges par nature

Charges d'exploitation et d'administration

	2012	2011
Matières premières et matières consommables	30 432	32 800
Entretien et réparation	12 736	12 078
Charges du personnel	16 642	16 519
Charges de location, taxes et permis	9 038	11 760
Autres charges d'exploitation	5 065	9 330
Honoraires professionnels	5 513	4 708
Autres frais d'administration	3 041	3 081
	82 467	90 276

Charges du personnel

	2012	2011
Salaires et avantages à court terme	14 535	13 841
Autres avantages postérieurs à l'emploi	1 268	1 600
Avantages à base d'actions	839	1 078
	16 642	16 519

Note 21.

Règlement d'un litige

Le 31 juillet 2012, le Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), aux États-Unis, a rendu une décision finale dans le cadre d'une procédure à l'encontre du Hudson River-Black River Regulating District («HRBRRD») auquel la Société était partie pour deux de ses centrales hydroélectriques américaines. Le FERC a déterminé que le HRBRRD, pour la période couvrant les années 2002 à 2008, a trop cotisé les exploitants de barrage hydroélectrique. En effet, le HRBRRD est responsable de faire parvenir aux exploitants de centrales une cotisation couvrant les frais d'entretien encourus par eux et les redevances de régularisation du débit dont profitaient lesdites centrales.

Par conséquent, au cours du troisième trimestre de 2012, la Société a comptabilisé un gain aux résultats de 3 957 000 \$ (4 045 000 \$ US), renversé une provision de 1 792 000 \$ (1 832 000 \$ US) et enregistré un débiteur de 2 165 000 \$ (2 213 000 \$ US).

Note 22.

Vente d'actifs et autres pertes (gains)

Le 18 avril 2012, la Société a conclu la vente de la centrale thermique de Dolbeau à Produits Forestiers Résolu pour une contrepartie en espèces de 5 000 000 \$, avec prise de possession immédiate.

Le 4 avril 2012, la Société a clôturé la vente d'un projet éolien en développement en Italie pour une contrepartie de 1 950 000 \$ (1 466 000 €).

Le 7 mai 2012, la Société a conclu la vente des actifs de la centrale thermique de Stacyville pour une contrepartie de 1 813 000 \$ (1 800 000 \$ US).

Au moment de la vente, aucune perte n'a été constatée sur ces actifs puisqu'ils ont été vendus à leur valeur comptable nette.

Le tableau suivant présente le détail des autres pertes (gains):

	Note	2012	2011
Perte (Gain) sur vente d'actions	a)	971	(585)
Gain sur cession du projet éolien Merlin-Buxton	b)	_	(1 792)
Gain sur cession d'actifs à la Coentreprise	c)	_	(582)
		971	(2 959)

- a) Le 28 septembre 2012, Boralex a vendu, au prix unitaire net de 12,88 \$, 75 000 actions ordinaires de Produits Forestiers Résolu (« Résolu »). La vente desdites actions sur le marché a généré une perte sur disposition nette de 971 000 \$. Au 31 décembre 2012, Boralex détient 229 670 actions évaluées à 13,10 \$. Rappelons qu'en février 2011, Boralex avait cédé, au prix unitaire de 26,50 \$, 784 796 actions ordinaires de Résolu. La vente desdites actions sur le marché avait généré un gain sur disposition de 585 000 \$.
- b) Le 31 mars 2011, la Société a cédé le 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 comptabilisée en réduction du placement dans la Coentreprise et l'autre portion soit 582 000 \$ comme un gain sur cession d'actifs aux résultats.

Note 23. Charges financières

	Note	2012	2011
Intérêts sur les emprunts non courants, net de l'effet des swaps de taux d'intérêt	a)	30 839	31 649
Intérêts sur les débentures convertibles		19 048	18 853
Intérêts et autres intérêts créditeurs		(4 357)	(3 060)
Amortissement des coûts d'emprunt		2 244	2 085
Autres intérêts et frais bancaires		1 658	996
		49 432	50 523
Intérêts capitalisés aux actifs qualifiés	b)	(153)	(859)
		49 279	49 664

- a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-financement a été de 185 000 \$ pour l'exercice de 2012 (309 000 \$ en 2011).
- b) Le taux de capitalisation moyen pondéré sur les fonds empruntés inclus au coût des actifs qualifiés s'établit à 3,20 % par année (3,62 % par année en 2011).

Note 24.

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'ajoute le produit de la vente des RECs produits par ces centrales au cours de l'exercice 2011. Au premier trimestre de 2012, la Société a comptabilisé des revenus de RECs pour un montant de 3 789 000 \$ (3 813 000 \$ US) relativement au solde des RECs produits en 2011.

De plus, selon les conditions de la transaction, Boralex encaissera 50 % du montant des ventes de RECs excédant un seuil défini, pour les années 2012, 2013 et 2014 inclusivement. En 2012, en accord avec cette clause, la Société a comptabilisé ces revenus de RECs pour un montant de 1 577 000 \$ (1 592 000 \$ US).

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 :

	2012	2011
Produits de la vente d'énergie	5 366	61 526
Charges	116	59 327
Résultat d'exploitation avant impôts des activités abandonnées	5 250	2 199
Charge d'impôts sur le résultat	2 066	54
Résultat net d'opérations	3 184	2 145
Perte sur cession des actifs	_	251
Perte sur cession des actifs Autres gains	 (537)	251 —
	 (537) 	251 — (3 595)
Autres gains	(537) — (537)	_

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

	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	(3 642)	8 251
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	_	(545)
Contrepartie reçue lors de la cession, déduction faite des frais de transaction	_	87 064
Trésorerie des activités abandonnées, incluant le produit de cession	(3 642)	94 770

Note 25.

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)	2012	2011
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex		2 883
Moins:		
Résultat net des activités abandonnées	3 721	5 489
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex	(8 836)	(2 606)
Nombre moyen pondéré d'actions de base	37 729 137	37 752 670
Résultat net par action des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	(0,24) \$	(0,07)\$
Résultat net par action des activités abandonnées, de base	0,10 \$	0,15 \$
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, de base	(0,14) \$	0,08 \$

b) Résultat net par action dilué

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	2012	2011
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(5 115)	2 883
Moins:		
Résultat net des activités abandonnées	3 721	5 489
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex	(8 836)	(2 606)
Nombre moyen pondéré d'actions	37 729 137	37 752 670
Effet de dilution des options d'achat d'actions	110 387	68 018
Nombre moyen pondéré d'actions dilué	37 839 524	37 820 688
Résultat net par action des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	(0,24) \$	(0,07) \$
Résultat net par action des activités abandonnées, dilué	0,10 \$	0,15 \$
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, dilué	(0,14) \$	0,08 \$

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 prise en compte dans le calcul du résultat net dilué par action ordinaire en raison de leur effet anti-dilutif :

	2012	2011
Débentures convertibles exclues en raison de leur effet anti-dilutif	19 586 028	19 589 264
Options d'achat d'actions exclues en raison de leur effet anti-dilutif	1 020 612	1 088 871

Note 26.

Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation

	2012	2011
Diminution (Augmentation) des:		
Clients et autres débiteurs et Actif financier disponible à la vente	5 759	31 626
Stocks	(719)	853
Frais payés d'avance	212	(241)
Augmentation (Diminution) des:		
Fournisseurs et autres créditeurs et Passif d'impôts exigibles	(6 471)	(20 347)
	(1 219)	11 891

Note 27.

Instruments financiers

Le classement des instruments financiers aux 31 décembre 2012 et 2011 ainsi que leur valeur comptable et leur juste valeur respectives se présentent comme suit :

	Au 31 décembre 2012			Au 31 décembre 2011	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur	
AUTRES PASSIFS					
Emprunts non courants	529 449	556 618	515 073	538 834	
Débentures convertibles	244 749	259 434	244 866	253 435	

La juste valeur des instruments financiers dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie aux 31 décembre 2012 et 2011 se détaillent comme suit :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
AUTRES PASSIFS FINANCIERS COURANTS		
Swaps financiers de commodités	_	6 780
Swaps financiers de taux d'intérêt	25 508	22 977
	25 508	29 757
AUTRES PASSIFS FINANCIERS NON COURANTS		
Swaps financiers de taux d'intérêt	24 698	14 273
	24 698	14 273

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, 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 et l'actif financier disponible à la vente sont négociés sur le marché boursier alors que la juste valeur est établie selon les cours au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre 2012	Échéance	Taux(1)	Taux d'actualisation	Juste valeur
Convention cadre (France) – parcs éoliens	2017-2022	5,02	5,02	161 042
Prêt à terme (France) – parc éolien de Nibas	2016	5,00	2,49	5 227
Prêt à terme (France) – parc éolien de St-Patrick	2025	5,02	5,02	47 448
Crédits-baux (France)	2012-2015	4,58	2,64	3 284
Prêt à terme – centrale d'Ocean Falls	2024	6,55	4,43	11 390
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	2031	7,05	5,30	200 122
Billet canadien de premier rang garanti	2014	6,63	3,10	37 948
Billet américain de premier rang garanti	2013	6,23	2,72	72 253
Prêt à terme (France) – parc solaire	2025-2028	3,96	2,33	13 189
Autres dettes	_	_	_	4 715
Débentures convertibles	2017	6,75		259 434

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

Swaps financiers de taux d'intérêt

Les flux de trésorerie sont 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 2012 :

Au 31 décembre 2012	Devise	Taux payeur fixe	Taux receveur variable	Échéance	Notionnel actuel	Juste valeur
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	3,295 % à 5,155 %	Euribor 6 mois	2015-2028	145 690	(24 698)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	4,61 % à 4,66 %	Cdor 3 mois	2031	125 000	(25 508)

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.

La Société a classé l'actif financier disponible à la vente et les débentures convertibles au niveau 1, car les justes valeurs sont établies selon le cours du marché boursier.

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

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

	Évaluatio	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :			
	Au 31 décembre				
	2012	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
ACTIFS FINANCIERS					
Actif financier disponible à la vente	3 009	3 009	_	_	
	3 009	3 009		_	
AUTRES PASSIFS					
Emprunts non courants	556 618	_	556 618	_	
Débentures convertibles	259 434	259 434	_	_	
	816 052	259 434	556 618	_	
PASSIFS FINANCIERS					
Swaps financiers de taux d'intérêt	50 206	_	50 206	_	
	50 206	_	50 206	_	

	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :				
	Au 31 décembre	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		_	
AUTRES PASSIFS					
Emprunts non courants	538 834	_	538 834	_	
Débentures convertibles	253 435	253 435	_	_	
	792 269	253 435	538 834	_	
PASSIFS FINANCIERS					
Swaps financiers de commodités	6 780	_	6 780	_	
Swaps financiers de taux d'intérêt	37 250	_	37 250	_	
	44 030	_	44 030	_	

Note 28.

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

De manière générale, au niveau des liquidités d'exploitation générées par ses filiales étrangères, la Société n'est pas exposée de façon importante à la fluctuation des devises puisque ses filiales sont autonomes et qu'elles conservent généralement leurs liquidités dans le pays afin de poursuivre leur développement. Cependant, la Société ne prévoit pas investir à court terme afin d'accroitre sa base d'actifs aux États-Unis. À cet effet et puisque les filiales américaines génèrent des liquidités excédentaires, la Société étudie présentement un certain nombre de stratégies de couverture à moyen terme et s'est donné comme objectif de mettre en application la stratégie sélectionnée au cours des prochains trimestres.

De plus, dans le cadre du développement de projets canadiens, certains déboursés futurs peuvent être en devises étrangères. L'objectif de la Société dans un tel cas est de protéger le rendement anticipé sur sa mise de fonds en se procurant des instruments de couverture afin d'éliminer la volatilité des déboursés prévus et ainsi stabiliser les coûts importants comme celui des turbines, par exemple.

Le 31 décembre 2012, 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 2012 aurait respectivement été supérieur ou inférieur de 850 000 \$ (755 000 \$ en 2011), alors que les *Autres éléments du résultat global* auraient respectivement été supérieurs ou inférieurs de 5 260 000 \$, nets des impôts (4 373 000 \$ en 2011).

Risque de prix

Dans le Nord-Est des États-Unis, une partie de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché ou via 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 2012, 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 dont la très grande majorité sont assujettis de clauses d'indexation partielle ou complète en fonction de l'inflation. Conséquemment, seulement 4 % de la puissance installée de Boralex est assujettie à ce risque.

Le 31 décembre 2012, 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 2012 aurait été respectivement supérieur ou inférieur de 75 000 \$ (603 000 \$ en 2011), alors que les *Autres éléments du résultat global* auraient respectivement été inférieurs ou supérieurs de néant (131 000 \$, nets des impôts en 2011).

Risque de taux d'intérêt

En Europe, la convention cadre, les prêts à terme pour le parc solaire et le parc éolien de St-Patrick 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 74 % 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, la Société a réduit sa proportion de dette à taux variable de 40 % à 3 %.

Au 31 décembre 2012, le solde notionnel de ces swaps est de 191 116 000 \$ (145 690 000 €) (168 692 000 \$ en 2011 (127 865 000 €)) et leur juste valeur défavorable s'établit à 24 698 000 \$ (18 828 000 €) (14 273 000 \$ en 2011 (10 819 000 €)). Ces swaps viennent à échéance entre 2015 et 2028. La Société applique à chacun de ces swaps la comptabilité de couverture de 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 au poste *Charges financières*. La Société prévoit qu'au cours des 12 prochains mois une dépense approximative de 5 685 000 \$ avant impôts (3 149 000 \$ en 2011) sera ainsi reclassée des *Autres éléments du résultat global* aux 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 2012, aux fins d'atténuer les effets de la variation des taux futurs, la Société détient deux swaps financiers de taux d'intérêt 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 2012, le solde notionnel de ces swaps est de 125 000 000 \$ (125 000 000 \$ en 2011) et leur juste valeur défavorable s'établit à 25 508 000 \$ (22 977 000 \$ en 2011).

Le 31 décembre 2012, si les taux d'intérêt 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 2012 aurait été respectivement inférieur ou supérieur de 55 000 \$ (50 000 \$ en 2011) tandis que les *Autres éléments du résultat global* auraient été supérieurs ou inférieurs de 3 955 000 \$, nets des impôts (1 707 000 \$ en 2011).

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 une cote de crédit très élevée. 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 2012, 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 7 011 000 \$ étaient émises et d'une convention cadre qui regroupe le financement de plusieurs parcs éoliens en France sur laquelle des lettres de crédit d'un montant de 13 110 000 \$ (9 994 000 €) ont été émises.

Les tableaux qui suivent présentent les échéances contractuelles des passifs financiers non dérivés et instruments financiers dérivés aux 31 décembre 2012 et 2011:

		Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)					
Au 31 décembre 2012	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	46 945	46 945	_	_	_	46 945	
Emprunts non courants	529 449	127 770	89 524	152 044	368 646	737 984	
Débentures convertibles	244 749	16 521	16 521	41 300	_	74 342	
Instruments financiers dérivés :							
Swaps financiers de taux d'intérêt	50 206	7 446	9 427	22 641	19 001	58 515	
	871 349	198 682	115 472	215 985	387 647	917 786	

		Flux de trésorerie n				
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

Les flux de trésorerie 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 29.

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 2012 et 2011 et à tout moment durant ces exercices, 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	Au 31 décembre
	2012	2011
Emprunts non courants	423 616	479 525
Part à moins d'un an des emprunts	98 570	26 659
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	7 263	8 889
Moins:		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(107 138)	(144 703)
Encaisse affectée*	(5 063)	(552)
Endettement net	417 248	369 818

^{*}Excluant l'encaisse réservée à la phase 1 des parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré.

La Société définit sa capitalisation totale aux livres comme suit :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Total des capitaux propres	342 369	328 878
Endettement net	417 248	369 818
Débentures convertibles	226 299	223 347
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, net de l'amortissement cumulé	4 164	4 710
Impôts différés reliés aux débentures convertibles	5 158	5 158
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles	(5 251)	(2 728)
Capitalisation totale aux livres	989 987	929 183

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

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2012	2011
Endettement net	417 248	369 818
Capitalisation totale aux livres	989 987	929 183
Coefficient d'endettement net	42,1 %	39,8 %
Trésorerie et équivalents de trésorerie	107 138	144 703
Encaisse affectée	5 063	18 288
Trésorerie et équivalents de trésorerie disponibles	112 201	162 991

Le coefficient d'endettement net est actuellement de 42,1 % et l'objectif à long terme de la Société consiste à se maintenir à 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 30.

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. Ce contrat prévoit une indexation annuelle sur le prix complet jusqu'en 2013. À partir du 1er janvier 2014, le contrat prévoit un prix correspondant à 90 % des taux marché qui aura un effet à la baisse sur le prix de vente de l'énergie. Cette baisse sera compensée par la diminution des coûts de loyer qui seront établit à 30 % des revenus bruts à partir du 1er janvier 2014.

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
2013 - 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 (à l'exception de la centrale Forces Motrices St-François qui est indexé selon un taux fixe annuel), le taux d'indexation sur le prix complet 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 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, sur le prix complet.
- d) 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 68 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, sur 20 % du prix de vente.
- 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 et seront indexés annuellement sur 20 % du prix de vente.
- g) Pour les trois projets éoliens en développement en France d'une puissance de 56 MW acquis lors du regroupement d'entreprise du 28 juin 2012, la Société possède des contrats de vente d'électricité d'une durée de 15 ans chacun. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et le prix de vente sera indexé annuellement sur le prix complet.
- h) Pour le projet éolien La Vallée en France d'une puissance de 32 MW acquis le 8 novembre 2012, la Société possède des contrats de vente d'électricité d'une durée de 15 ans chacun. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et le prix de vente sera indexé annuellement sur le prix complet.
- i) Pour le projet hydroélectrique Jamie Creek en Colombie-Britannique d'une puissance de 22 MW acquis le 25 octobre 2012, la Société possède un contrat de vente d'électricité à prix fixe d'une durée de 40 ans, incluant une option de renouvellement de 20 ans. Ce contrat débutera à la mise en service de la centrale.

Contrats d'achat et d'entretien

Paiements			
Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
5 468	17 891	41 203	64 562

- j) Pour les sites en France et au Canada ainsi que pour les projets éoliens en France, la Société a conclu des contrats d'entretien dont certains sont clé-en-main avec des fournisseurs tels qu'Enercon, GE, Qcells, Gamesa, Nordex et Siemens. Les contrats ont des durées initiales entre cinq et 15 ans et ceux-ci requièrent des déboursés totaux de 63 531 000 \$ dont environ 4 437 000 \$ payables en 2013.
- k) Dans le cadre des projets éoliens au Québec ainsi que du parc solaire en France, la Société a conclu des contrats d'achat d'équipement. Le coût total des engagements nets est de 1 031 000 \$ (392 000 €, 118 000 \$ US et 401 000 \$). Les déboursés se feront majoritairement au cours de l'année 2013.

Contrats de construction

		Paiements		
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
1	71 213	_	_	71 213

- Pour les projets éoliens en développement en France d'une puissance de 56 MW acquis lors du regroupement d'entreprise du 28 juin 2012, la Société a conclu des contrats de construction et d'installation d'éoliennes. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, les engagements nets de la Société sont de 15 768 000 \$ (12 020 000 €).
- m) Pour le projet hydroélectrique Jamie Creek en Colombie-Britannique d'une puissance de 22 MW acquis le 25 octobre 2012, la Société a conclu des contrats de construction et d'installation de la centrale hydroélectrique. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, les engagements nets de la Société sont de 20 341 000 \$.
- n) Pour le projet éolien de La Vallée en France d'une puissance de 26 MW acquis le 8 novembre 2012, la Société a conclu des contrats de construction et d'installation d'éoliennes. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux. Au 31 décembre 2012, les engagements nets de la Société sont de 35 104 000 \$ (26 761 000 €).

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	2 046	11 635	33 214	46 895

o) 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 2012, le loyer a été de 380 000 \$ (380 000 \$ US) (365 000 \$ (369 000 \$ US) en 2011) et sera indexé de 3 % en 2013. À partir de 2014, le loyer sera variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.

- p) 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 650 000 \$.
- q) Les terrains sur lesquels sont implantés les éoliennes et le site solaire en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient de 28 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 1 049 000 \$ (800 000 €).
- r) En ce qui concerne six 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 cellesci. 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 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 obligent 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 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 2012, excluant les loyers conditionnels de la centrale de South Glens Falls, s'établit comme suit :

Part à moins d'un an	305
Part de 1 à 5 ans	2 845
Part à plus de cinq ans	7 655
Total	10 805

Autres

- s) 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.
- t) 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, de la Faune 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 2012, 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. En ce qui concerne les installations de ces centrales, excluant Buckingham, la Société prévoit que des investissements de 275 000 \$ seront requis pour se conformer à cette loi.
 - En ce qui concerne la centrale de Buckingham, au cours de l'exercice 2013, Boralex devrait entreprendre des travaux évalués à environ 18 000 000 \$, afin de se conformer à cette loi. En marge de ces travaux, la direction poursuit toujours ses analyses de différents scénarios d'investissement visant à augmenter la puissance installée actuelle de cette centrale jusqu'à 10 MW.
- u) 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 défend 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 \$.
- v) Suite à la poursuite déposée le 20 décembre 1996 contre l'une des filiales de la Société pour des redevances réclamées en vertu de l'article 68 de la Loi sur le régime des eaux à titre de détentrice des forces hydrauliques, la réclamation du Procureur général du Québec s'élève à un montant de 3 190 000 \$. La Société a entamé des négociations quant au règlement de ce litige et croit pouvoir le régler au courant de la prochaine année. En conséquence, la Société a enregistré une provision de 1 024 000 \$ à l'encontre de ce litige au 31 décembre 2012 en raison des sommes que la Société compte récupérer en vertu de son bail.

Note 31.

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 :

	2012	2011
REVENUS		
Produits de la vente d'énergie		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	17 801	20 333
Autres revenus		
Fiducie RSP Hydro - Entité contrôlée par un administrateur	556	604
CHARGES ET AUTRES		
Charges d'exploitation		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	758	645
Refacturation de salaires et autres frais à la Coentreprise	1 828	787
Charges capitalisées		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	294	8
Revenus d'intérêts		
Fiducie RSP Hydro - Entité contrôlée par un administrateur	(38)	(36)

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	Au 31 décembre
	2012	2011
DÉBITEURS DE PARTIES LIÉES		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	2 248	4 598
Fiducie RSP Hydro - Entité contrôlé par un administrateur	574	943
Coentreprise	278	272
	3 100	5 813
CRÉDITEURS DE PARTIES LIÉES		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	1 506	1 250
	1 506	1 250

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 portent intérêts en cas de retard. Aucune provision pour mauvaises créances n'est comptabilisée à l'encontre des débiteurs.

Rémunération des dirigeants

 $La \ r\'emun\'eration\ allou\'ee\ aux\ principaux\ dirigeants\ et\ aux\ membres\ du\ Conseil\ d'administration\ est\ d\'etaill\'ee\ dans\ le\ tableau\ ci-dessous\ :$

	2012	2011
Salaires et avantages à court terme	1 599	1 754
Autres avantages à long terme	1 194	1 408
Rémunération à base d'actions	632	797
	3 425	3 959
Indemnité de départ d'un dirigeant	900	_
	4 325	3 959

Note 32.

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 disposent 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'activité des sites de Boralex est influencé par les cycles saisonniers décrits ciaprès.

Éolien

Pour les actifs éoliens de Boralex totalisant 286 MW* actuellement en exploitation, les conditions éoliennes 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.

Hydroélectricité

Pour les actifs hydroélectriques de Boralex totalisant 136 MW*, le volume de production 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 quatre centrales qui bénéficient d'un débit régularisé en amont mais dont le débit n'est pas sous le contrôle de la Société, les autres centrales hydroélectriques de Boralex ne possèdent pas de réservoirs au moyen desquels il leur serait possible de régulariser les débits d'eau au cours de l'année.

Thermique

Boralex possède deux centrales de production d'énergie thermique en exploitation, dont la puissance installée totalise 49 MW*. L'une d'elles, située à Senneterre (Québec, Canada), est alimentée en résidus de bois et dispose d'un contrat de vente d'électricité avec Hydro-Québec qui viendra à échéance en 2027. Vers la fin 2011, une entente a été conclue avec Hydro-Québec en vertu de laquelle, pour les années 2012 et 2013, la production d'électricité de la centrale de Senneterre est limitée à six mois par année, soit de décembre à mars ainsi qu'en juillet et août. Les modalités de l'entente font en sorte que les résultats de la centrale ne devraient pas en être affectés, dans la mesure où la centrale opère à la cadence prévue durant les mois d'exploitation.

Boralex exploite également une centrale alimentée au gaz naturel située à Blendecques (France). En vertu de son contrat de vente actuel avec EDF, qui prendra fin en novembre 2013, 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. Notons que la production de vapeur est assez stable d'un trimestre à l'autre puisqu'elle dépend de la demande du client, laquelle est relativement prévisible et régulière.

Solaire

Le seul site solaire de la Société actuellement en exploitation, de 5 MW*, est situé dans le sud-ouest 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 seront réalisés aux deuxième et troisième 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 que 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 d'un positionnement géographique favorable.

Note 33.

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.

Les secteurs d'activité sont présentés selon les mêmes critères que ceux utilisés pour la production du rapport interne remis au principal responsable sectoriel, lequel s'occupe d'allouer les ressources et d'évaluer la performance des secteurs d'activité. Le principal responsable sectoriel 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 eux 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 :

	2012	2011
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(5 115)	2 883
Résultat net des activités abandonnées	(3 721)	(5 489)
Part des actionnaires sans contrôle	(149)	(379)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(2 183)	(2 311)
Perte nette sur instruments financiers	396	972
Perte (Gain) de change	26	(961)
Charges financières	49 279	49 664
Dépréciation des immobilisations corporelles et incorporelles	823	1 503
Autres pertes (gains)	971	(2 959)
Amortissement	58 030	57 833
BAIIA	98 357	100 756

Information relative aux principaux clients

Les produits sont attribués selon le pays de domiciliation du client. En 2012 et 2011, la Société comptait quatre clients 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 :

2012		20:	11
% des ventes attribuables à un client	Secteurs	% des ventes attribuables à un client	Secteurs
30	Éolien et thermique	27	Hydroélectrique et thermique
22	Hydroélectrique et thermique	22	Éolien et thermique
17	Éolien	16	Hydroélectrique
13	Hydroélectrique	14	Éolien

Note 33. Information sectorielle (suite)

Informations par secteur d'activité

	2012	2011	2012	2011	
	Production d'éle		Produits de la	vente d'énergie	
	(Non audité)	(Non audité)			
Sites éoliens	632 422	554 581	74 654	67 255	
Centrales hydroélectriques	572 513	703 612	47 748	56 319	
Centrales thermiques	310 170	469 835	56 355	68 975	
Site solaire	6 316	3 227	2 683	1 476	
	1 521 421	1 731 255	181 440	194 025	
	BAI	BAIIA		Nouvelles immobilisations corporelles	
Sites éoliens	60 985	53 657	3 157	12 291	
Centrales hydroélectriques	36 752	41 623	3 939	3 718	
Centrales thermiques	14 558	20 638	423	3 765	
Site solaire	2 312	1 330	720	13 409	
Corporatif et éliminations	(16 250)	(16 492)	2 081	1 236	
	98 357	100 756	10 320	34 419	
			Au 31 décembre	Au 31 décembre	
			2012	2011	
Total de l'actif					
Sites éoliens			597 237	528 521	
Centrales hydroélectriques			382 515	366 099	
Centrales thermiques			84 480	101 683	
Site solaire			20 779	23 586	
Corporatif			144 860	156 966	
			1 229 871	1 176 855	
Total du passif					
Sites éoliens			505 713	392 611	
Centrales hydroélectriques			148 477	143 439	
Centrales thermiques			26 914	29 581	
Site solaire			20 931	21 043	
Corporatif			185 467	261 303	
-			887 502	847 977	

Note 33. Information sectorielle (suite)

Informations par secteur géographique

	2012	2011	2012	2011	
	Production d'éle	Production d'électricité (MWh)		vente d'énergie	
	(Non audité)	(Non audité)			
Canada	729 443	901 853	89 623	102 404	
États-Unis	343 294	466 381	26 375	35 145	
France	448 684	363 021	65 442	56 476	
	1 521 421	1 731 255	181 440	194 025	
	ВА	BAIIA		Nouvelles immobilisations corporelles	
Canada	40 783	43 494	6 750	16 469	
États-Unis	21 869	27 029	164	669	
France	35 705	30 233	3 406	17 281	
	98 357	100 756	10 320	34 419	
	-		Au 31 décembre	Au 31 décembre	
			2012	2011	
Total de l'actif					
Canada			642 985	679 354	
États-Unis			186 491	209 003	
France			400 395	288 498	
			1 229 871	1 176 855	
Actifs non courants					
Canada			557 013	543 319	
États-Unis			145 604	156 631	
France			359 914	255 496	
			1 062 531	955 446	
Total du passif					
Canada			481 774	483 731	
États-Unis			109 541	122 827	
France			296 187	241 419	
			887 502	847 977	

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

SIÈGE SOCIAL

Boralex inc.

36, rue Lajeunesse Kingsey Falls (Québec) Canada JOA 1B0

Téléphone : 819 363.6363 Télécopieur : 819 363.6399

BUREAUX D'AFFAIRES

Boralex inc.

772, rue Sherbrooke Ouest Montréal (Québec) Canada H3A 1G1

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)

Canada H3A 3S8

Téléphone: 1800 564.6253

514 982.7888

Télécopieur: 1888 453.0330

514 982.7635

service@computershare.com

RENSEIGNEMENTS AUX ACTIONNAIRES

L'assemblée annuelle des actionnaires aura lieu le mercredi 8 mai 2013, à 11 heures, à l'adresse suivante :

Cinéma Excentris

Salle Fellini 3536, boulevard St-Laurent Montréal (Québec) Canada H2X 2V1

Téléphone: 514 847.9272 1 855 331.3303

POUR PLUS DE RENSEIGNEMENTS, VEUILLEZ COMMUNIQUER AVEC LE :

Service des communications Boralex inc.

772, rue Sherbrooke Ouest Montréal (Québec) Canada H3A 1G1

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

ROBERT F. HALL

Président 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 (2) (4)

Consultant

EDWARD H. KERNAGHAN (3)

Président

Principia Research Inc. et Kernwood Ltd

Vice-président

Kernaghan Securities Ltd

BERNARD LEMAIRE

Administrateur Boralex inc. et Cascades inc.

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 Ltd

Administrateur de sociétés

PIERRE SECCARECCIA (1)

Administrateur de sociétés

- (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

PATRICK LEMAIRE

Président et chef de la direction

JEAN-FRANÇOIS THIBODEAU

Vice-président et chef de la direction financière

SYLVAIN AIRD

Vice-président, Europe et chef des affaires juridiques

HUGUES GIRARDIN

Vice-président, développement

DENIS AUBUT

Directeur général, opérations

PATRICK DECOSTRE

Directeur général, Boralex Europe

GUY D'AOUST

Directeur, finance et trésorerie

GUY GAGNON

Directeur corporatif, ressources humaines

PATRICIA LEMAIRE

Directrice, affaires publiques et communications

GABRIEL OUELLET

Directeur, biomasse

