



Profil

Boralex est une société productrice d'électricité vouée au développement et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. Employant environ 250 personnes, Boralex se distingue par son expertise diversifiée et sa solide expérience dans quatre types de production d'énergie – éolienne, hydroélectrique, thermique et solaire. À l'heure actuelle, la Société exploite au Canada, en France et aux États-Unis une base d'actifs de plus de 1 100 MW de laquelle environ 940 MW sous son contrôle. De plus, Boralex développe, seule ou avec des partenaires, plusieurs projets énergétiques dont plus de 160 MW seront mis en service d'ici la fin de 2016. Les actions et les débentures convertibles de Boralex se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles BLX et BLX.DB respectivement.

Vision

Boralex vise à être un **leader canadien** dans le développement et l'exploitation d'énergie renouvelable en Amérique du Nord et en Europe.

Nous entendons poursuivre notre croissance en produisant de l'**électricité** à partir de sources naturelles ou recyclées dans le **respect** des **communautés** et de l'**environnement**.

Notre force repose sur l'expertise, la compétence et l'esprit innovateur de nos employés.

Nous nous engageons à faire preuve d'éthique, à être un **bon citoyen corporatif** et à offrir un rendement financier soutenu à nos actionnaires et partenaires.

Table des matières

	\mathcal{O}	1 /
1 Fait saillants 2	ノしょ	14

- 11 Message aux actionnaires
- 14 Rapport de gestion
- 100 États financiers consolidés
- 108 Notes annexes aux états financiers consolidés
- 152 Renseignements généraux

Faits saillants financiers

(en milliers de dollars, sauf indication contraire)	2014 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽¹⁾	2011
EXPLOITATION				
Produits de la vente d'énergie	239 506	171 395	181 440	194 025
BAIIA ajusté (2) (5)	151 979	101 836	98 238	100 756
Résultat net ajusté attribuable aux actionnaires de Boralex (5)	(2 548)	(4 192)	(5 115)	2 883
Marge brute d'autofinancement ajustée (2) (5)	83 693	51 180	47 665	54 240
INVESTISSEMENTS				
Nouvelles immobilisations corporelles	251 562	323 415	103 138	34 419
Projets en développement	6 881	9 666	3 422	1 620
Acquisition d'entreprises	196 879	-	63 881	700
SITUATION FINANCIÈRE				
Trésorerie et équivalents de trésorerie (3)	106 659	187 667	118 788	162 991
Immobilisations corporelles	1 644 313	1 179 653	812 830	643 047
Total de l'actif	2 288 750	1 791 440	1 323 164	1 176 855
Emprunts (4)	1 477 020	977 993	593 660	506 184
Débentures convertibles	232 977	229 578	226 299	223 347
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	302 674	356 094	319 868	321 764
DONNÉES RELATIVES AUX ACTIONS DE CATÉGORIE A				
Résultat net ajusté par action attribuable aux actionnaires de Boralex (de base – en dollars)	(0,07)	(0,11)	(0,14)	0.08
Capitaux propres attribuable aux actionnaires par action	(0,07)	(0,11)	(0,14)	0,00
en circulation à la fin de l'exercice (en dollars)	7,91	9,43	8,48	8,52
Moyenne pondérée d'actions en circulation (en milliers)	38 284	37 745	37 729	37 753
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	38 424	37 768	37 735	37 726
Débentures en circulation à la fin de l'exercice (en milliers)	2 443	2 447	2 447	2 449
RATIO				
Coefficient d'endettement net (2)	66,3 %	57,1 %	46,6 %	39,8 %

Les faits saillants financiers de 2014, 2013 et 2012 ont été préparés sur une base de consolidation proportionnelle. Les résultats des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, Société en nom collectif, et du Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 S.E.N.C. (les « Coentreprises »), détenues à 50 % par Boralex sont traités comme s'ils étaient consolidés proportionnellement plutôt que d'être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence requise par les IFRS. Étant donné que c'est sur la base de la consolidation proportionnelle que Boralex collige l'information sur laquelle elle fonde ses analyses internes et ses décisions stratégiques et opérationnelles, la direction a jugé pertinent de présenter les résultats selon cette méthode afin de faciliter la compréhension des investisseurs quant aux retombées concrètes des décisions prises par la Société. Les faits saillants financiers de

- 2011 sont présentés selon IFRS compte tenu de la faible importance relative des écarts entre les deux présentations.

 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 (2) tel que défini à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.
- Incluant l'encaisse affectée.
- Incluant les emprunts non courants et la part à moins d'un an des emprunts. Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS* pour ces conciliations.

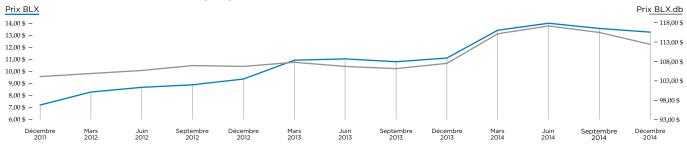
INFORMATION BOURSIÈRE au 31 décembre 2014

Bourse: Toronto (TSX) Ratio de conversion des débentures: 8,3:1 Prix de conversion: 12,02 \$

Titres et symboles : Actions de catégorie A (BLX) Débentures convertibles 6,75 % -30 juin 2017 (BLX.db)

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

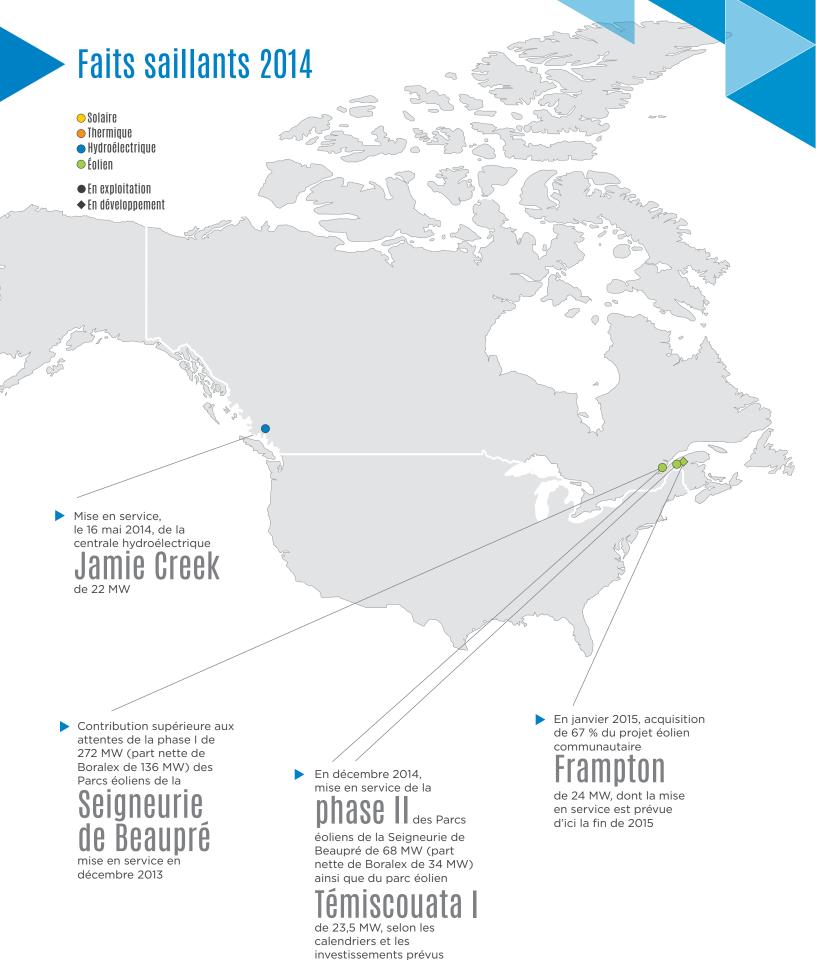
ÉVOLUTION DES PRIX AU MARCHÉ (TSX) 2011 et 2014



TRANSACTIONS SUR LES ACTIONS DE CATÉGORIE A

TRANSACTIONS SUR LES DÉBENTURES CONVERTIBLES

Exercices terminés le	Emises et en circulation	Haut	Bas I	Fermeture	Exercices terminés le	Emises et en circulation	Haut	Bas	Fermeture
31 décembre 2014	38 424 430	14,09 \$	10,75 \$	12,85 \$	31 décembre 2014	2 443 367	119,15\$	106,26\$	111,42 \$
31 décembre 2013	37 767 855	11,84 \$	8,70\$	10,82 \$	31 décembre 2013	2 446 545	111,00\$	100,54 \$	106,75\$





Enel Green Power France SAS

(186 MW en exploitation et 10 MW en construction)

Mise en service du site éolien

Fortel-Bonnières

de 23 MW



service à la fin de 2015

Éolien : Puissance installée en exploitation

> de 728 MW au 31 décembre 2014, en hausse de 58 % par rapport à décembre 2013 et de 155 % par rapport à décembre 2012

 Poursuite de projets de développement

totalisant 160 MW en France et au Canada, et bassin considérable de projets potentiels, spécialement en France, en vue d'alimenter la croissance future



Faits saillants 2014

637 M\$

investis en expansion et développement

Acquisition d'Enel Green Power France, incluant 12 sites en exploitation et 1 en construction, totalisant

Position d'encaisse de

86,8 M\$

196 MW

Versement de dividendes totalisant

0,52\$

par action ou 20,0 M\$ en 2014. Hausse de

19 %

du cours de l'action entre les 31 décembre 2013 et 2014 et rendement de 24 % pour la même période

Mise en service de nouveaux actifs totalisant

136 MW, dont 102 MW

en part nette de Boralex

Mise en place de nouveaux financements de

855 M\$

dont un placement d'actions de 124 M\$ complété au début de 2015

Flux de trésorerie de

102,3 M\$

provenant de l'exploitation en 2014, en hausse de 71 % sur 2013 Produits de

239,5 M\$

et BAIIA ajusté de

152,0 M\$

40 0/₀ et

respectivement sur 2013

Marge de BAIIA ajusté de

63,5 %

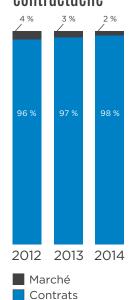
par rapport à 59,4 % en 2013, reflet de la qualité des actifs acquis mis en service par la Société, conformément à sa stratégie de croissance et de création de valeur 160 MW

de projets présentement en cours de développement, dont

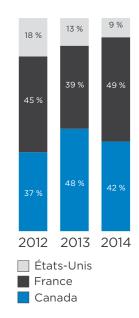
146 MW

seront mis en service en 2015

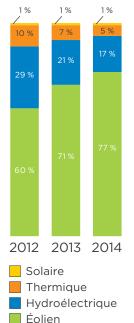
Répartition contractuelle



Répartition géographique

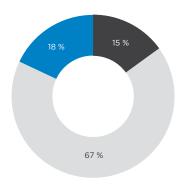


Répartition sectorielle



Échéance des contrats de vente d'électricité

(en fonction des MWh)



Durée résiduelle movenne : 16 ans

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

Nos sites dans le monde Solaire Thermique Hydroélectrique Éolien En exploitation ◆ En développement **Acquisition de Enel Green Power France SAS Quelques faits** 18 décembre 2014, acquisition par Boralex inc. de 100 % des actions de Enel Green Power France SAS, au prix de 400 M\$CA Ajouts au portefeuille de Boralex : ▶ 12 parcs éoliens en exploitation totalisant 186 MW et dotés de contrats de vente d'énergie d'une durée de vie résiduelle moyenne de 11 ans

▶ bassin de quelque 300 MW de projets potentiels dont

prévue au deuxième trimestre de 2015)

120 MW à un stade avancé de développement

▶ 1 parc éolien de 10 MW en construction (mise en service

Sites en exploitation

				Puissance installée
Citae en dévelonnem	ont		Canada	
Sites en développem	IUIIL		Thames River (ON)	90 MW
	Puissance	Mise en	Beauport (QC)	4,5 MW
installée	e potentielle	service prévue	Buckingham (QC)East Angus (QC)	10 MW 2 MW
			• Forestville (QC)	12,5 MW
France			Ocean Falls (CB)	14.5 MW
♦ St-François	22,8 MW	2015	Rimouski (QC)	3,5 MW
Calmont	14 MW	2015	St-Lambert (QC)	6 MW
Comes de l'Arce	10 MW	2015	Senneterre (QC)	35 MW
◆ Touvent	13,8 MW	2016	Seigneurie de Beaupré-	
0			phase I et II (QC)	340 MW*
Canada			Jamie Creek (CB)Témiscouata I (QC)	22 MW 23,5 MW
Côte-de-Beaupré	23,5 MW	2015	Terriscodata (QC)	23,3 14144
Témiscouata II	51,7 MW	2015	Étata Unia	
Frampton	24 MW	2015	États-Unis	
			Fourth Branch (NY)	3 MW
			Hudson Falls (NY)Middle Falls (NY)	46 MW 2,5 MW
4			New York State Dam (NY)	2,5 MW
			Sissonville (NY)	3 MW
3		A R	South Glens Falls (NY)	14 MW
			Warrensburg (NY)	3 MW
			France	
		Lang mile and	Ally-Mercoeur	39 MW
			Avignonet-Lauragais	12,6 MW
<i>\</i>			 Avignonet-Lauragais 	5 MW
		\$ W	Cham Longe	22,6 MW
) My		Chasse MaréeChépy	9,2 MW 4 MW
		5	La Citadelle	13,8 MW
E-& 1 55		S.	Le Grand Camp	10 MW
	(55)		Nibas	12 MW
	7		Plouguin	8 MW
	· ~ ~		Ronchois	30 MW
			St-Patrick	34,5 MW
	What	\m_	BlendecquesVron	12 MW 8 MW
showing many			La Vallée	32 MW
		}	Fortel-Bonnières	22,8 MW
In her			Coat Conval	8 MW
- Pro-		For the second	Leign Ar Gasprenn	8 MW
			Les Eparmonts	12 MW
. W	<u></u>	7 1 1	Pannecé - Beauséjour	10 MW
	ω	2 2	Vallée de l'Árce Pannecé La Vallière	30 MW
		}	La Bouleste	8 MW 10 MW
	• • •		Haut de Conge	28 MW
<i>P</i>		1	O Coulonges	36 MW
		7	Moulin à vent	10 MW
	N 54		O Sources de la Loire	18 MW
2	- Total	- Karaman - Kara	Pays d'Othe	8 MW
		{		

^{*} Puissance installée totale, cependant la part nette de Boralex est de 50 %.

Valeurs

Les valeurs de Boralex reflètent l'esprit et la culture véhiculés par chacun de nos employés. Elles inspirent notre développement, éclairent nos prises de décisions et guident nos actions.

Respect

- Écouter et considérer les intérêts de nos employés et des collectivités qui nous accueillent afin de développer une relation durable.
- Traiter avec les plus grands égards les ressources naturelles avec lesquelles nous évoluons.
- Préserver la confiance des différentes parties prenantes de Boralex par des actions cohérentes et équitables selon notre modèle d'affaires.

Esprit d'équipe

- Prioriser la collaboration, réunir les talents et encourager le partage d'information dans le but de créer un environnement de travail enrichissant et de réaliser les objectifs d'affaires de l'entreprise.
- Reconnaître la contribution de tous les acteurs internes et externes.

Innovation

- Stimuler la créativité et accueillir les idées nouvelles afin d'optimiser nos façons de faire.
- Rechercher des solutions uniques et adaptées à chaque situation.



Entrepreneurship

- Responsabiliser chacun des employés, les encourager à faire preuve de jugement, à contextualiser leurs décisions et à évaluer les risques.
- Maintenir une structure flexible afin que chacun puisse être proactif et autonome.

Communication

Encourager l'écoute et le dialogue afin de favoriser un climat d'ouverture et de consultation essentiel à l'expression des valeurs de Boralex.





Message aux actionnaires

Grâce à la forte expansion de notre base d'actifs au cours de l'exercice 2014. Boralex accède à un nouveau pallier de croissance en atteignant une puissance installée en exploitation au seuil des 1000 MW. Pour une troisième année consécutive. soit depuis que nous avons redéployé l'essentiel de nos ressources vers des cibles stratégiques précises, l'expansion de nos opérations s'est traduite par une croissance substantielle des résultats d'exploitation et des flux de trésorerie de Boralex : des conditions propices à la création d'une valeur croissante et durable pour nos actionnaires. En font foi l'instauration d'une politique de dividende à partir de février 2014 et l'accroissement appréciable de la valeur boursière de la Société depuis trois ans.

Principales réalisations de 2014

L'acquisition d'Enel Green Power France ainsi que la poursuite de ses projets de développement ont permis à Boralex de se hisser au premier rang des producteurs privés d'énergie éolienne terrestre en France, en plus de se rapprocher des joueurs majeurs de son industrie au Canada.

Année décisive en Europe

Le 18 décembre 2014, Boralex réalisait l'une des plus importantes acquisitions de son histoire, celle de la société Enel Green Power France. Pour Boralex et ses actionnaires, cette acquisition constitue un jalon majeur et une transaction avantageuse à tous points de vue. En effet, que ce soit par son prix, son financement, son « timing » et surtout, sa parfaite concordance avec les visées stratégiques de Boralex, tout dans cette acquisition contribue à renforcer les fondations actuelles et le potentiel de croissance future de la Société. À court terme, nous estimons qu'elle contribuera à plus de 40 M\$ additionnels au BAIIA annuel consolidé. Ceci se traduira par une génération importante de flux de trésorerie qui viendront renforcer la capacité de Boralex à financer son développement et à rémunérer ses actionnaires.

En résumé, cette acquisition ajoute près de 200 MW additionnels à notre base d'actifs, en totalité assortis de contrats de vente d'énergie à long terme. Par conséquent, nous regroupons aujourd'hui en France quelque 450 MW de puissance éolienne installée en exploitation. En outre, Boralex a acquis un bassin considérable de projets éoliens se trouvant à divers stades de développement, dont plusieurs pourraient être mis en service entre 2016 et 2018.

Stratégiquement, nous venons de consolider notre leadership et de renforcer considérablement notre position concurrentielle et notre potentiel en France : l'un des marchés les plus propices au développement de la filière éolienne en Europe et celui qui offre présentement à Boralex ses plus grandes opportunités de croissance à court et à moyen termes.

En France, en plus de cette importante transaction, Boralex a également acquis en 2014 le projet Calmont de 14 MW et mis en service le site de Fortel-Bonnières de 23 MW. De plus, près de 50 MW additionnels sont actuellement en développement, lesquels commenceront à contribuer aux résultats de Boralex dès 2015.

La Société a de plus annoncé la conclusion d'un accord de sortie de Cube Energy SCA (« Cube ») par lequel Cube accepte de convertir sous forme de prêt la totalité de sa participation en action de 25 % dans Boralex Europe S.A. Cette opération réaffirme notre volonté de positionner Boralex parmi les leaders du marché éolien en France et donne toute la latitude voulue pour mettre en œuvre notre stratégie de croissance.

Développement soutenu au Canada

L'exercice 2014 a été fort actif du côté canadien également.

D'abord, il nous importe de souligner le succès de la phase I de 272 MW des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré au Québec mise en service vers la fin de 2013, dont la contribution aux résultats de Boralex excède nos attentes en termes de production et de rentabilité. La performance de ce site exceptionnel met en lumière la capacité de Boralex, non seulement à identifier les projets les plus prometteurs, mais à développer, financer, aménager et exploiter des infrastructures de production d'énergie de grande envergure. Au début de décembre 2014, nous avons mis en service la phase II de 68 MW de la Seigneurie de Beaupré, dans des conditions d'efficacité tout aussi prometteuses quant à son rendement futur.

Également, en décembre 2014, le site québécois Témiscouata I de 23,5 MW, détenu conjointement avec la MRC de cette région, a débuté ses opérations. Nous œuvrons actuellement au développement de 99 MW supplémentaires au Québec, incluant le projet Frampton de 24 MW dont nous avons acquis 67 % des parts en janvier 2015. La totalité de ces nouveaux actifs sera mise en service au courant de l'année 2015.

Retombées financières

Bien qu'ils ne reflètent que très partiellement l'expansion réalisée en 2014 – en particulier l'acquisition d'Enel Green Power France conclue quelques jours avant la fin de l'année – les résultats d'exploitation du dernier exercice démontrent clairement les avantages de la stratégie de développement que Boralex poursuit avec énergie et discipline depuis quelques années, de même que son impact sur la valeur générée pour les actionnaires de la Société.

Dans la foulée des deux exercices précédents, 2014 a donné lieu à des hausses considérables des produits et du BAIIA ajusté de la Société, soit de l'ordre de 40 % et 49 % respectivement, tandis que la marge de BAIIA ajusté a atteint un sommet historique de 63,5 %. Quant aux flux de trésorerie générés par l'exploitation, ils ont bondi de 71 % pour totaliser plus de 100 M\$. Si tous nos secteurs d'activité ont participé à cette performance, nous la devons d'abord et avant tout au secteur éolien, et tout particulièrement à l'excellente contribution du site de la Seigneurie de Beaupré, lequel regroupe aujourd'hui 340 MW de puissance installée en exploitation.

Ainsi, en tenant compte des investissements de 637 M\$ effectués en 2014, en partie financés par les flux de trésorerie, et malgré le versement de près de 20 M\$ en dividendes à ses actionnaires, Boralex maintient une situation financière solide et flexible à la fois en termes de liquidités et de structure du capital. Cette flexibilité financière s'est encore améliorée en janvier 2015 à la suite de l'émission de 9,5 millions d'actions de Boralex pour un produit brut totalisant 124 M\$.

Somme toute, l'année 2014 aura été fructueuse pour les actionnaires de Boralex, qui en plus de l'instauration d'une politique de dividendes, ont vu le titre de la Société s'apprécier de 19 % pour clore l'exercice à 12,85 \$. Ceci représente également une hausse de 40 % sur décembre 2012 et de 80 % sur décembre 2011. La capitalisation boursière de Boralex atteint, au 9 mars 2015, 630 M\$, soit 134 % de plus qu'il y a trois ans.

Au cours de 2015, il est hautement probable que les débentures convertibles soient converties puisqu'elles sont rachetables au pair à compter du 30 septembre 2015, et compte tenu du prix auquel se transige le titre, les détenteurs seront encouragés à convertir. Si ce scénario se produit, ce sont près de 21 millions d'actions supplémentaires qui seront ajoutées à la liquidité du titre, offrant ainsi une plus grande profondeur pour notre titre.

Boralex continue de mettre en place les conditions favorables à une juste évaluation de son titre en bourse, grâce essentiellement à la qualité de ses opérations et à la solidité de ses stratégies de croissance. À en juger par l'historique boursier des dernières années, il semble que ces dernières sont de mieux en mieux comprises et appréciées par le marché des investisseurs, incluant l'acquisition d'Enel Green Power France qui a reçu un accueil favorable dans le milieu.

Objectif 2015-2017

Boralex vise à s'inscrire au top 5 des producteurs canadiens d'énergie renouvelable et parmi les entreprises les plus rentables, les plus expérimentées et les mieux diversifiées de son industrie. Nous y parviendrons en optimisant le rendement de nos actifs nouvellement acquis, en menant à bien nos projets actuels et en valorisant notre fort potentiel de développement futur, notamment en France.

Dans notre rapport annuel 2013, nous avons soumis les objectifs suivants à nos actionnaires : regrouper, à la fin de 2016, des infrastructures énergétiques totalisant 950 MW, aptes à générer un BAIIA de 200 M\$. Nous sommes heureux de pouvoir affirmer aujourd'hui que ces objectifs seront atteints, voire surpassés, dès 2015. En effet, l'exercice 2015 et les années suivantes devraient donner lieu à une robuste croissance des résultats d'exploitation de la Société. Celle-ci sera alimentée par l'intégration des actifs acquis en France et les synergies progressives qui en résulteront, par la pleine contribution des actifs totalisant 102 MW mis en service en 2014 et par celle des actifs totalisant 160 MW actuellement en développement, lesquels seront démarrés d'ici la fin de 2016. Bien entendu, ceci ne tient pas compte des autres projets d'expansion qui pourraient se concrétiser dans l'intervalle.

Avec une puissance installée qui franchira sous peu les 1 000 MW, nous assumons maintenant un rôle dans les ligues majeures et nous figurerons avant 2018 au top 5 de notre industrie au Canada. Nous avons de solides atouts pour y parvenir, dont celui d'être parmi les seuls producteurs canadiens privés d'énergie renouvelable à jouir d'une base opérationnelle et stratégique aussi bien diversifiée géographiquement.

En fondant notre stratégie de développement sur deux grands axes géographiques, la France et le Canada, tout en maintenant une veille sur d'autres marchés, nous parvenons non seulement à réduire notre vulnérabilité aux aléas climatiques, mais nous nous donnons l'accès à un plus grand nombre d'opportunités de croissance ainsi que le moyen d'ajuster nos stratégies selon l'évolution différente de nos marchés cibles. Compte tenu des conditions actuelles, notre forte position en France représente un atout inestimable pour le développement futur de Boralex.

Notre santé financière, notre capacité d'autofinancement croissante, notre approche de développement ciblée et surtout, l'excellence de notre équipe, sont autant de forces sur lesquelles nous tablerons également afin de créer une valeur économique grandissante et durable pour les actionnaires de la Société. Pour ce faire, nous continuerons de mettre en place et de renforcer les conditions stratégiques, opérationnelles et financières propices à générer la croissance des profits et des flux de trésorerie de Boralex, de façon à accroître sa valeur en bourse et à soutenir sa politique de dividende.

En terminant, nous désirons exprimer notre gratitude et notre respect envers les employés de Boralex pour les formidables progrès accomplis ces dernières années, et tout particulièrement en 2014. Merci également aux membres du conseil d'administration de Boralex pour leur contribution avisée, à nos actionnaires pour leur soutien et leur confiance, ainsi qu'à tous nos partenaires d'affaires.

(s) Patrick Lemaire

Patrick Lemaire

Président et chef de la direction

(s) Robert F. Hall

Robert F. Hall

Président du conseil d'administration

Mars 2015



Rapport de gestion

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014

Table des matières

COMMENTAIRES PREALABLES	15
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	16
I - STRATÉGIE DE CROISSANCE	
STRATÉGIE DE CROISSANCE ET PRINCIPAUX DÉVELOPPEMENTS DES TROIS DERNIERS EXERCICES	18
PERSPECTIVES ET OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT	22
II - ANALYSE DES RÉSULTATS ET DE LA SITUATION FINANCIÈRE	
A - IFRS	
SAISONNALITÉ	28
FAITS SAILLANTS FINANCIERS	31
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014	33
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	36
REVUE DES SECTEURS D'ACTIVITÉ	39
SITUATION DE TRÉSORERIE	45
SITUATION FINANCIÈRE	47
B - CONSOLIDATION PROPORTIONNELLE	
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES	49
SAISONNALITÉ	50
FAITS SAILLANTS FINANCIERS	52
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS ET DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	54
RÉPARTITIONS SECTORIELLE ET GÉOGRAPHIQUE DES RÉSULTATS DES ACTIVITÉS POURSUIVIES DES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2014 ET 2013	61
C - MESURES NON CONFORMES AUX IFRS	63
III - AUTRES ÉLÉMENTS	
INSTRUMENTS FINANCIERS	67
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS	68
ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS	72
FACTEURS DE RISQUE ET INCERTITUDE	73
NORMES COMPTABLES	80
CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES	81
IV - ÉTATS ET TABLEAUX CONSOLIDÉS – CONSOLIDATION PROPORTIONNELLE	82
V - CONCILIATIONS ENTRE IFRS ET CONSOLIDATION PROPORTIONNELLE	86

Commentaires préalables

Généra

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2014 par rapport aux périodes correspondantes de 2013, sur les flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2014 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2014, de même que sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2014 par rapport au 31 décembre 2013. Il devrait être lu en parallèle avec les états financiers consolidés audités et leurs notes annexes contenus dans le présent rapport annuel portant sur l'exercice clos le 31 décembre 2014.

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

Dans le présent rapport de gestion, Boralex ou la Société désigne, selon le cas, Boralex et ses filiales et divisions ou Boralex ou l'une de ses filiales ou divisions. Les renseignements contenus dans ce rapport de gestion tiennent compte de tout événement important survenu jusqu'au 9 mars 2015, 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 les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada de la Partie I du manuel de CPA Canada. 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 2013.

En général, Boralex consolide l'ensemble des actifs et des opérations qu'elle contrôle. Selon IFRS, pour les actifs que Boralex ne contrôle pas (50 % ou moins), la quote-part des résultats doit être inclue sur une ligne séparée à l'état consolidé des résultats. Ce rapport de gestion comporte également une section intitulée *Consolidation proportionnelle*, dans laquelle les résultats des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (« Coentreprise phase I ») et du Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 (« Coentreprise phase II »), sociétés en nom collectif (les « Coentreprises » ou les « Coentreprises phases I et II ») détenues à 50 % par Boralex sont traités comme s'ils étaient consolidés proportionnellement plutôt que d'être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence requise par les IFRS. Étant donné que c'est sur la base de la consolidation proportionnelle que Boralex collige l'information sur laquelle elle fonde ses analyses internes et ses décisions stratégiques et opérationnelles, la direction a jugé pertinent d'intégrer cette section *Consolidation proportionnelle* au rapport de gestion afin de faciliter la compréhension des investisseurs quant aux retombées concrètes des décisions prises par la Société. De plus, le rapport de gestion fournit des tableaux qui présentent une conciliation des données conformes aux IFRS avec celles présentées en fonction de la consolidation proportionnelle.

Comme il est décrit à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, l'information comprise dans ce rapport de gestion renferme certains autres renseignements qui ne sont pas des mesures 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 9 mars 2015.

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 d'énergie, la capacité de financement de la Société, les changements négatifs dans les conditions générales du marché et des réglementations affectant son industrie, ainsi que certains autres facteurs qui sont décrits dans les rubriques *Perspectives et objectifs de développement* et *Facteurs de risque et incertitude*, lesquelles sont présentés ci-après dans le présent rapport de gestion.

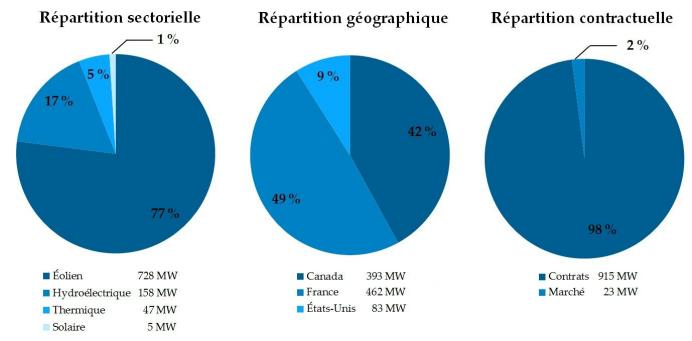
À moins d'indication contraire de la Société, les déclarations prospectives ne tiennent pas compte de l'effet que pourraient avoir, sur ses activités, des transactions, des éléments non récurrents ou d'autres éléments exceptionnels annoncés ou survenant après que ces déclarations soient faites. Aucune 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.

Description des activités

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») est une société canadienne productrice d'électricité qui se consacre au développement, à la construction et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. En date du 31 décembre 2014, la Société employait près de 250 personnes et opérait une base d'actifs totalisant une puissance installée de 1 108 mégawatts (« MW »), de laquelle 938 MW⁽¹⁾ sont sous son contrôle, dont 393 MW au Canada, 462 MW en France et 83 MW dans le nord-est des États-Unis. De plus, Boralex oeuvre à l'aménagement de nouveaux sites de production représentant 160 MW additionnels, dont la majeure partie sera mise en service avant la fin de 2015.

- Boralex exploite présentement un portefeuille éolien de 728 MW⁽¹⁾ en France et au Canada. Au cours des dernières années, la Société s'est hissée au premier rang des producteurs indépendants d'énergie éolienne terrestre en France, où elle exploite actuellement 445 MW et mettra bientôt en service 61 MW additionnels. De plus, Boralex détient en France les droits sur un bassin considérable de projets éoliens se situant à diverses phases de développement. Boralex est aussi solidement implantée dans le secteur éolien au Canada où elle exploite 454 MW (dont 283 MW sous son contrôle) en Ontario et au Québec, province où elle mettra bientôt en service des sites éoliens totalisant 99 MW additionnels.
- Boralex oeuvre depuis une vingtaine d'années dans la production d'énergie hydroélectrique, secteur où elle exploite 158 MW
 au Québec et en Colombie-Britannique (Canada), ainsi que dans le nord-est des États-Unis.
- Boralex possède deux centrales de production d'énergie thermique d'une puissance installée totalisant 47 MW, soit une centrale alimentée aux résidus de bois de 35 MW au Québec et une centrale de cogénération au gaz naturel de 12 MW en France.
- Boralex exploite un site **solaire** d'une puissance installée de **5 MW** situé en France.

Les graphiques ci-dessous⁽¹⁾ illustrent la composition du portefeuille énergétique en exploitation de la Société au 31 décembre 2014. Comme ils en font foi, l'une des principales forces de Boralex est son positionnement diversifié en termes de marchés géographiques et sectoriels. De plus, élément central de la stratégie de Boralex, la quasi-totalité de ses actifs en exploitation sont assortis de contrats à long terme de vente d'énergie à prix déterminés et indexés. Il en va de même pour la totalité de ses sites en développement.



TOTAL: 938 MW

Durée résiduelle moyenne des contrats : 16 ans

Les actions de Boralex, qui sont détenues à 27 % par Cascades inc. (« Cascades »), et ses débentures convertibles se négocient à la Bourse de Toronto sous les symboles BLX et BLX.DB respectivement.

⁽¹⁾ Ces données, et toutes celles contenues dans ce rapport de gestion, tiennent compte de la part de Boralex dans les divers actifs et excluent, par conséquent, la part de 50 % de son partenaire dans les Coentreprises phase I et II exploitant les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, d'une puissance installée totale de 340 MW.

Sommaire exécutif

Faits saillants financiers

Consolidation proportionnelle⁽¹⁾

- Acquisition d'Enel Green Power France S.A.S. au 4e trimestre pour un montant de 280 M€ (400 M\$)
- Augmentation de la puissance installée éolienne de 72 % en France et de 25 % sur la Société dans son ensemble
- A La production, les produits, le BAIIA ajusté et la marge brute d'autofinancement ajusté sont en hausse de 38 %, 40 %, 49 % et 64 % respectivement

		ces clos écembre
en milliers de dollars, sauf la production, la marge du BAIIA et les montants par action	2014	2013
Production (MWh)	2 029 504	1 474 625
Produits de la vente d'énergie	239 506	171 395
BAIIA - ajusté ⁽²⁾	151 979	101 836
Marge du BAIIA (%) - ajusté	63 %	59 %
Résultat net - ajusté ^{(2) (3)}	(2 548)	(4 192)
Résultat net - par action (de base) - ajusté ⁽³⁾	(0,07) \$	(0,11) \$
Marge brute d'autofinancement - en dollars - ajusté ⁽²⁾	83 693	51 180
Marge brute d'autofinancement - par action (de base) - ajusté	2,19 \$	1,36 \$

Faits saillants financiers

IFRS

7 La production, les produits, le BAIIA ajusté et la marge brute d'autofinancement ajustée sont en hausse de 10 %, 14 %, 18 % et 16 % respectivement

		ices clos décembre
en milliers de dollars, sauf la production, la marge du BAIIA et les montants par action	2014	2013
Production (MWh)	1 603 872	1 452 544
Produits de la vente d'énergie	193 401	169 023
BAIIA - ajusté ⁽²⁾	115 883	98 137
Marge du BAIIA (%) - ajusté	60 °	6 58 %
Résultat net - ajusté ^{(2) (3)}	(2 385)	(3 838)
Résultat net - par action (de base) - ajusté ⁽³⁾	(0,06)	\$ (0,10)\$
Marge brute d'autofinancement - en dollars - ajusté ⁽²⁾	59 021	50 916
Marge brute d'autofinancement - par action (de base) - ajusté	1,54	\$ 1,35 \$

Sur une base de consolidation proportionnelle, se référer aux rubriques Conciliations entre IFRS et Consolidation proportionnelle et Mesures non conformes aux IFRS

⁽²⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS* pour ces conciliations

⁽³⁾ Attribuable aux actionnaires de Boralex

Stratégie de croissance et principaux développements des trois derniers exercices

Stratégie de croissance

Afin d'établir les bases d'une croissance financière supérieure, équilibrée et durable, Boralex met en oeuvre depuis 2009 une stratégie visant à développer sa base d'actifs et à accroître ses sources de revenus et de flux de trésorerie stables et prévisibles, tout en diminuant ses risques d'affaires. À ces fins, la Société a fait les choix stratégiques suivants :

- acquérir et développer des actifs d'énergie renouvelable dotés de contrats de vente d'énergie 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 et hydroélectrique ; et
- concentrer ses efforts de développement au Canada et en France.

La poursuite dynamique et ordonnée de cette stratégie s'est principalement traduite par un fort développement du secteur éolien de Boralex, dont la puissance installée est passée de 251 MW en décembre 2011 à 728 MW au 31 décembre 2014. Le secteur hydroélectrique a aussi connu une expansion importante, voyant sa puissance installée pratiquement quadrupler au cours des cinq derniers exercices. Boralex a également fait une première incursion dans la production d'énergie solaire, où elle exploite un site et approfondit son expertise depuis 2011.

Parallèlement, la Société s'est départie de la majeure partie de ses actifs non assortis de contrats de vente d'énergie à long terme et a considérablement réduit le poids relatif du secteur thermique dans son portefeuille énergétique. Le produit de la vente d'actifs a été réinvesti dans le développement de ses secteurs éolien et hydroélectrique.

Notons également que tous les actifs énergétiques acquis ou développés par Boralex depuis 2009, sans exception, sont dotés de contrats de vente à long terme d'énergie, selon des prix déterminés et indexés.

Principaux développements et réalisations stratégiques des trois derniers exercices 2012

Ajout de 194 MW au portefeuille d'actifs en exploitation et en développement de Boralex par voie d'acquisitions

- En France, acquisition du site éolien en exploitation St-Patrick (35 MW) et de quatre projets éoliens en développement, soit La Vallée (32 MW), Fortel-Bonnières (23 MW), St-François (23 MW) et Vron (8 MW); et
- Au Canada, acquisition du projet éolien Témiscouata II (52 MW) et du projet de centrale hydroélectrique Jamie Creek (22 MW) en Colombie-Britannique.

2013

Accroissement de 176 MW, soit de 62 %, de la puissance installée en exploitation du secteur éolien de Boralex grâce à la mise en service de nouveaux sites

- En France, mise en service des sites éoliens La Vallée (32 MW) et Vron (8 MW)
- Au Canada, mise en service par la Coentreprise phase I des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 de 272 MW (136 MW part de Boralex), bénéficiant d'un contrat de vente d'énergie de 20 ans avec Hydro-Québec. Ce projet, le plus important jamais réalisé par Boralex, a été mené à bien conformément à l'échéancier et au budget d'investissement établis. En exploitation depuis maintenant près de 15 mois, sa performance à ce jour a excédé les attentes de la direction en termes de production et de rentabilité. Comme il est décrit plus loin dans ce rapport de gestion, ce site a apporté une contribution importante aux revenus de Boralex en 2014, en particulier sur la base de la consolidation proportionnelle (voir rubrique Consolidation proportionnelle de ce rapport de gestion).

2014

Instauration d'une politique de dividende et accroissement de 288 MW, soit de 44 %, de la puissance installée en exploitation de Boralex, grâce notamment à la plus importante acquisition de l'histoire de la Société

Dividendes

Le 19 février 2014, le conseil d'administration de Boralex a autorisé et déclaré le premier dividende de l'histoire de la Société, soit un dividende trimestriel de 0,13 \$ pour chaque action ordinaire en circulation. Ce premier dividende a été versé le 17 mars 2014. Trois autres dividendes du même montant par action ont été versés les 16 juin, 15 septembre et 15 décembre 2014.

I - Stratégie de croissance

L'instauration d'une politique de dividende répond à l'engagement de Boralex à créer de la valeur pour ses actionnaires. Cette décision s'inscrit également dans une étape de son développement où la Société jouit d'une position de liquidités confortable supportée par des flux monétaires stables, lesquels sont générés par des actifs de qualité dotés de contrats à long terme à prix déterminés et indexés.

Dans une perspective à moyen terme, Boralex vise à verser un dividende ordinaire annuel représentant un ratio entre 40 % et 60 % de ses flux monétaires discrétionnaires. Ceux-ci sont définis comme la marge brute d'autofinancement, déduction faite des investissements en capital requis au maintien de sa capacité de production et déduction faites des remboursements d'emprunts non courants liés aux projets.

Acquisition de la société française Enel Green Power France S.A.S.

Le 18 décembre 2014, Boralex a conclu l'acquisition de cette filiale en propriété exclusive d'Enel Green Power International B.V., rebaptisée « Boralex Énergie Verte » (« BEV »), au prix de 280 M€ (400 M\$), dont 132 M€ (189 M\$) en espèce. Cette acquisition a propulsé la Société au premier rang des producteurs indépendants d'énergie éolienne terrestre en France, en plus de hausser sa puissance installée totale de 25 % pour la porter à 938 MW. Plus spécifiquement, l'acquisition de BEV a ajouté au portefeuille de Boralex des actifs de grande qualité, bien diversifié géographiquement, dont 12 parcs éoliens en exploitation totalisant 186 MW et un parc éolien de 10 MW en construction, qui sera mis en service au deuxième trimestre de 2015. Les actifs acquis sont tous dotés de contrats de vente d'énergie à long terme avec Électricité de France (« EDF »), d'une durée de vie résiduelle moyenne de 11 ans. En outre, l'acquisition de BEV a apporté à Boralex une réserve considérable de projets éoliens se trouvant à divers stades de développement, dont plusieurs pourraient être mis en service entre 2016 et 2018, ainsi que quelques projets solaires.

Cette acquisition présente d'importants avantages, tant sur le plan financier que stratégique. Entre autres, la Société estime que les nouveaux actifs devraient générer un BAIIA annuel (avant les frais de développement) d'environ 30 M€ (43 M\$). Ils généreront une augmentation immédiate et substantielle des flux de trésorerie, ce qui contribuera à accroître davantage les liquidités de la Société et lui donnera une souplesse supplémentaire pour financer son développement futur et réaliser les objectifs de sa politique de dividende. De plus, l'augmentation de la masse critique de Boralex dans le marché éolien français lui procurera certaines synergies opérationnelles et augmentera son pouvoir d'achat en matière, d'acquisition de turbines et de pièces de remplacement, et diminuera les frais de gestion et les coûts d'assurances. En termes de positionnement stratégique, l'acquisition a accru la diversification géographique de Boralex et vient renforcer considérablement sa position concurrentielle et son potentiel de croissance à long terme en France : un marché particulièrement propice pour Boralex, compte tenu du leadership qu'elle y exerce et du fait que le développement de la filière éolienne y fait l'objet d'une politique gouvernementale claire et ambitieuse.

Financement de l'acquisition de Boralex Énergie Verte

L'acquisition de BEV a été financée au moyen :

- des fonds de trésorerie.
- d'une facilité d'emprunt à terme d'une durée de 15 ans de 180 M€ (257 M\$) à un taux annuel d'environ 3 %. En outre, cette facilité prévoit qu'une tranche additionnelle d'un montant de 25 M€ pourra être prélevée après la clôture de l'acquisition aux fins de financement d'une distribution à Boralex, une fois que certaines conditions auront été remplies.
- d'une augmentation de 45 M\$ de la facilité de crédit rotatif existante pour porter la limite à 175 M\$.
- d'un crédit-relais de 100 M\$ qui a été remboursé le 12 janvier 2015, par le produit brut de 110 M\$ du placement par voie de prise ferme de 8 430 000 actions ordinaires de Boralex au prix de 13,05 \$ l'action (voir rubrique Événements subséquents présentée plus loin dans ce rapport de gestion). Le 30 janvier 2015, Boralex a annoncé l'exercice à 85 % d'une option d'attribution excédentaire du placement public annoncé précédemment. Le syndicat de preneurs fermes a acheté 1 075 000 actions au prix de 13,05 \$ par action pour un produit brut à Boralex de 14,0 M\$ portant ainsi le produit brut total du placement à 124,0 M\$.

Par conséquent, Boralex conserve une situation de trésorerie ainsi qu'une structure de capital saines et flexibles, en vue de poursuivre son développement.

Autres développements de l'exercice 2014

- Mise en service de la centrale hydroélectrique Jamie Creek (22 MW) en Colombie-Britannique en mai 2014. Dotée d'un contrat de vente d'énergie d'une durée de 40 ans avec BC Hydro assortie d'une période de renouvellement de 20 ans, cette nouvelle centrale est venue renforcer la présence de Boralex en Colombie-Britannique, où la Société regroupe maintenant une puissance installée hydroélectrique de 37 MW. La nouvelle centrale performe à la mesure de son potentiel.
- En France, acquisition le 31 juillet 2014 du projet éolien Calmont (14 MW), doté d'un contrat de vente d'énergie de 15 ans avec EDF. La mise en service de ces actifs situés dans la région Midi-Pyrénées est prévue pour le quatrième trimestre de 2015.
- Mise en service en octobre et novembre 2014 du site français Fortel-Bonnières (23 MW), assorti d'un contrat de vente d'énergie de 15 ans avec EDF.

I - Stratégie de croissance

- Le 1^{er} décembre 2014, mise en service par la Coentreprise phase II du Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, au Québec, totalisant 68 MW (34 MW part de Boralex) et doté d'un contrat de vente d'énergie de 20 ans avec Hydro-Québec. L'aménagement de ce site, qui a bénéficié de synergies logistiques avec la Coentreprise phase I déjà en exploitation, s'est fait dans le respect du budget d'investissement établi et sa mise en service a légèrement devancé le délai prévu. Le site performe à ce jour selon les attentes de la direction.
- Mise en service, également le 1^{et} décembre 2014, du site éolien Témiscouata I, un projet communautaire de 23,5 MW mené avec la Municipalité régionale de comté (« MRC ») de Témiscouata (Québec). Ce site est assorti d'un contrat de 20 ans avec Hydro-Québec.

Effet de la stratégie de Boralex sur l'évolution de la composition de son portefeuille énergétique

Tel que l'illustrent les graphiques de la page suivante, les décisions stratégiques des dernières années ont considérablement transformé et rehaussé le positionnement de Boralex.

Ainsi, sur le plan **contractuel**, la proportion de la puissance installée en exploitation de Boralex assortie de contrats à long terme est passée de 51 % à 98 % entre 2009 et 2014. De plus, tous ses projets en développement bénéficient de contrats à long terme, gage d'une rentabilité et de flux de trésorerie futurs plus importants et prévisibles.

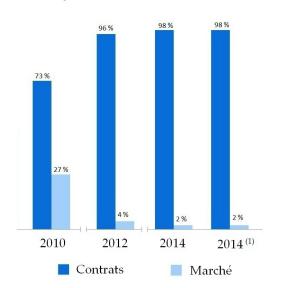
Sur le plan **sectoriel**, le principal effet de ces développements a été d'accroître le poids relatif des secteurs éolien et hydroélectrique, lesquels génèrent des marges bénéficiaires supérieures au secteur thermique de Boralex. La part combinée des actifs en exploitation de ces deux secteurs se chiffre aujourd'hui à 94 % et atteindra 95 % avec la mise en service des divers projets en cours de développement. À l'inverse, la part du secteur thermique dans la puissance installée globale de Boralex est passée de 57 % à 5 % depuis 2009. 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 derniers exercices ont notamment eu pour effet de renforcer le positionnement de la Société au Canada, où se trouve maintenant 42 % de sa puissance en exploitation par rapport à 10 % en 2009. Pour leur part, la France et les États-Unis représentaient respectivement 49 % et 9 % de la puissance en exploitation de la Société au 31 décembre 2014.

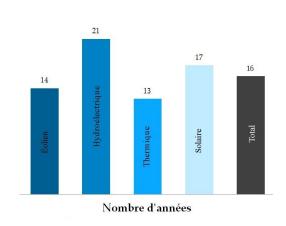
I – Stratégie de croissance

Ces graphiques décrivent la composition du portefeuille énergétique de Boralex en date du 31 décembre 2014 et son évolution par rapport à la fin des exercices précédents.

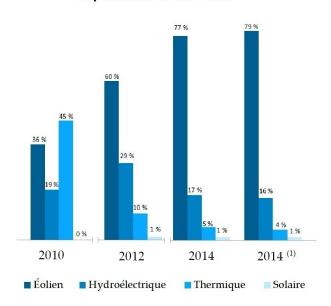




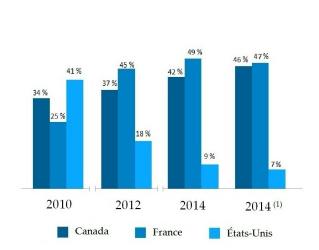
Durée résiduelle moyenne des contrats (2)



Répartition sectorielle



Répartition géographique

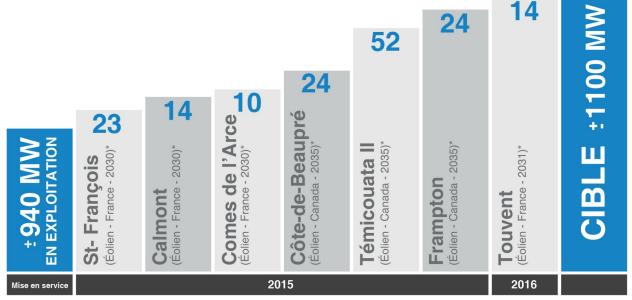


⁽¹⁾ Pro forma, incluant la part de 160 MW de Boralex dans les projets en développement en date du 31 décembre 2014.

 $^{^{(2)}}$ En fonction de la production annuelle en MWh

Perspectives et objectifs de développement

Chemin de la croissance



^{*} Représente dans l'ordre le secteur, le pays et la date de fin du contrat

Énergie éolienne

Ce secteur a été le principal moteur de la croissance de Boralex au cours des cinq dernières années, et demeurera le fer de lance de sa croissance à court et moyen terme. Représentant actuellement 77 % de la puissance installée totale de Boralex, sa part dans le portefeuille énergétique de la Société atteindra près de 80 % au début de 2016. Outre son expertise et la compétence de son équipe dans l'identification, le développement, le financement, l'aménagement et l'exploitation de sites éoliens de grande qualité, dont certains de très grande envergure, Boralex se distingue par sa stratégie basée sur deux grands axes géographiques de développement : la France et le Canada. Cette stratégie lui confère non seulement une diversification géographique et climatique qui a un effet stabilisant sur ses résultats, mais elle lui donne accès à un plus grand nombre d'opportunités de croissance et lui permet de s'ajuster à l'évolution différente de ses marchés cibles.

Perspectives 2015 - 2016

Boralex anticipe une croissance significative des résultats de son secteur éolien au cours des deux prochains exercices. Comme l'indique les tableaux de chemin de la croissance et cible financière dans cette section, cette croissance viendra des sources suivantes :

- l'apport immédiat des 12 sites en exploitation de BEV acquis le 18 décembre 2014, jumelé aux synergies générées par cette acquisition qui se matérialiseront progressivement au cours des prochains trimestres ;
- la pleine contribution des sites éoliens totalisant 80 MW (part de Boralex) mis en service au cours de l'année 2014 et décrits précédemment, soit le site français Fortel-Bonnières, ainsi que la phase II des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré et Témiscouata I; et
- les sites éoliens totalisant 160 MW qui seront mis en service au cours de l'année 2015 et 2016, lesquels sont décrits ci-après (sans compter les autres projets d'expansion qui pourraient se réaliser dans l'intervalle).

France

61 MW additionnels en 2015 et 2016, assortis de contrats de vente de 15 ans avec EDF

• Boralex travaille actuellement au développement d'un site éolien de 23 MW : **St-François**, dont le financement de 65 M€ (91 M\$), remboursable sur une période d'amortissement de 15 ans, a été annoncé le 22 avril 2014. Les travaux de construction du projet sont en cours. À ce jour, la majorité des éoliennes sont montées et la mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2015.

I - Stratégie de croissance

- Le 30 juillet 2014, Boralex a annoncé l'acquisition du projet éolien Calmont de 14 MW, en France, doté d'un contrat de vente d'énergie de 15 ans avec EDF. Situé dans la région Midi-Pyrénées, ce nouveau site viendra consolider davantage le positionnement déjà bien établi et la diversification géographique de Boralex en France: un marché particulièrement propice au développement éolien. De plus, Calmont se trouve à quelques kilomètres du site d'Avignonet-Lauragais de Boralex, ce qui permettra des synergies intéressantes. La construction du site débutera au cours des prochains mois en vue d'une mise en service avant la fin de 2015. Les démarches sont actuellement en cours afin de finaliser le financement et les ententes avec les fournisseurs.
- Boralex a acquis, le 18 décembre 2014, le projet éolien Comes de l'Arce de 10 MW en France, doté d'un contrat de vente d'énergie de 15 ans avec EDF. Les travaux de construction du projet sont en cours et la mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2015.
- Au début de 2015, Boralex a acquis en France le projet éolien Touvent d'une puissance de 13,8 MW doté d'un contrat de 15 ans avec EDF. La direction estime que Touvent devrait produire annuellement près de 30 GWh et générer un BAIIA de l'ordre de 2,2 M\$ par année. La construction de ce projet débutera au cours du troisième trimestre de 2015 et la mise en service est prévue au troisième trimestre de 2016.

Canada

99 MW additionnels en 2015 et début 2016 assortis, de contrats de vente de 20 ans avec Hydro-Québec

- Le projet communautaire de La **Côte-de-Beaupré** (23,5 MW), réalisé conjointement avec la MRC de La Côte-de-Beaupré. Ce parc est situé sur la Seigneurie de Beaupré et bénéficiera ainsi de synergies logistiques avec les sites existants exploités par Boralex, totalisant 340 MW. Il sera mis en service en décembre 2015 à un coût se situant entre 65 M\$ et 70 M\$. Le financement est en cours.
- Adjacent au site de Témiscouata I, le projet Témiscouata II, dont Boralex est l'unique propriétaire, regroupera une puissance installée de 52 MW et est doté d'un contrat de 20 ans avec Hydro-Québec. En janvier 2014, le projet a reçu l'autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Boralex a entamé les travaux de construction au premier semestre de 2014 afin de bénéficier de synergies logistiques avec Témiscouata I. Ainsi, la construction des chemins, des fondations et du réseau collecteur est complétée. Le transformateur de puissance a été installé et les travaux du poste de raccordement sont aussi terminés. Le 26 juin 2014, Boralex a annoncé la mise en place d'un financement de 142,7 M\$ pour Témiscouata II. Celui-ci consiste en un prêt de construction de 127,0 M\$ qui se convertira en un prêt à terme remboursable sur une période d'amortissement de 18 ans après la mise en service commerciale, jumelé à des facilités à court terme de 15,7 M\$.
- Le 12 janvier 2015, Boralex a annoncé l'acquisition d'une participation dans le projet éolien communautaire **Frampton** d'une puissance de 24 MW (« Frampton »). Le projet Frampton, détenu à 33,3 % par la municipalité de Frampton et, après la clôture de la transaction, à 66,7 % par Boralex, sera situé sur des terres privées de la municipalité de Frampton, en Chaudière-Appalaches au Québec. Une fois construit, Frampton sera composé de 12 éoliennes. Le projet est doté d'un contrat de vente d'énergie avec Hydro-Québec d'une durée de 20 ans. Le projet a reçu l'autorisation du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. La construction du projet Frampton débutera au cours du premier trimestre de 2015 afin de mettre en service le projet à l'intérieur de 12 mois.

Ajoutons qu'en plus de l'intégration ordonnée des actifs de BEV, la performance de ce secteur continuera d'être supportée, au cours des prochains trimestres, par les efforts soutenus pour optimiser la disponibilité et le rendement des éoliennes en tablant, notamment, sur l'expertise de l'équipe en matière d'entretien préventif et correctif ainsi qu'en gestion à distance des éoliennes.

Perspectives à plus long terme

En dépit de la vive concurrence qui règne sur le marché éolien mondial, certains facteurs externes sont favorables au développement de cette filière énergétique, dont un environnement financier et des taux d'intérêt relativement stables qui devraient le demeurer dans un avenir prévisible, et les avancées technologiques en matière de turbines qui, en augmentant la productivité des équipements, permettent à la Société de maintenir ses marges bénéficiaires malgré les pressions concurrentielles.

En outre, en marge du mouvement de consolidation ayant cours au sein de l'industrie mondiale depuis quelques années, certains grands joueurs ont entrepris de préciser leurs cibles de positionnement et de se retirer de certains créneaux de façon à redéployer leurs ressources en conséquence. Cette tendance crée des opportunités d'acquisition pour Boralex, comme ce fut le cas de la décision de la multinationale Enel Green Power de se départir de sa filiale Enel Green Power France S.A.S.

Le secteur éolien de Boralex a également la chance d'être implanté dans deux marchés géographiques distincts, ce qui lui permet d'ajuster sa stratégie de croissance en fonction des tendances intrinsèques de ses marchés cibles.

I - Stratégie de croissance

Europe

C'est en France que résident actuellement les plus grandes opportunités de développement du secteur éolien de Boralex. D'une part, ce pays est fermement engagé envers le développement de la filière éolienne, ayant notamment émis l'objectif clair de porter à 30 % d'ici 2030 la part de l'énergie renouvelable dans la production nationale d'électricité. Qui plus est, en juin 2014, la Ministre française de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé un nouvel arrêté maintenant le tarif d'achat d'électricité produit par les éoliennes terrestres au même niveau qu'en 2008, de façon à ce que les producteurs éoliens disposent des mêmes conditions de rentabilité. Ce nouvel arrêté ministériel représente une excellente nouvelle pour Boralex et pour l'industrie éolienne en France. D'autre part, Boralex, qui occupe d'ores et déjà le rang du plus important producteur privé d'énergie éolienne terrestre en France, détient par le biais de BEV les droits sur un vaste bassin de projets, surtout éoliens. Plusieurs de ces projets se trouvent à un stade relativement avancé de développement et pourraient être mis en service entre 2016 et 2018.

De plus, rappelons qu'en 2012, Boralex a conclu avec InnoVent (France) une entente de cinq ans lui permettant de se prévaloir d'options sur l'acquisition de projets éoliens de 130 MW additionnels présentement en développement par cette dernière.

Au Danemark, Boralex a formé en juillet 2014 une coentreprise détenue à parts égales avec un développeur danois avec pour objectif de développer un projet éolien « offshore » au Danemark dans un horizon de trois à cinq ans. La direction estime que le Danemark est un marché accueillant et favorable à ce type de projet.

Canada

Au Canada, bien que les gouvernements provinciaux fassent preuve d'un certain appui à l'égard de la filière éolienne, l'environnement d'affaires s'est sensiblement durci au cours des dernières années en raison de plusieurs facteurs dont la situation de surplus d'électricité au Québec, la faiblesse générale de l'économie et surtout, la tendance croissante des gouvernements provinciaux à procéder par appel d'offres, ce qui intensifie la pression sur les prix.

Boralex demeure néanmoins confiante quant aux perspectives à moyen et long termes de son secteur éolien au Canada, à la faveur notamment d'une amélioration éventuelle de l'économie et du solide positionnement qu'il y a déjà établi. À plus court terme, ses efforts de développement au Canada porteront particulièrement sur la recherche d'occasions d'acquérir des projets éoliens dotés de contrats de vente d'énergie et se trouvant à divers stades de développement, tel le projet Frampton dont Boralex vient de faire l'acquisition au Québec. En outre, la Société a acquis les droits sur des projets éoliens en Ontario et en Colombie Britannique, dont elle évalue présentement le potentiel.

Avantages concurrentiels de Boralex

De façon générale, la direction de Boralex estime que la qualité des perspectives à moyen et long termes du secteur éolien repose également sur les forces intrinsèques de la Société, incluant :

- sa situation financière solide et flexible ;
- sa diversification géographique dans toutes les régions de France, de même que dans plusieurs provinces au Canada;
- l'envergure et la qualité de ses actifs opérants et de ses projets en développement, lesquels sont tous dotés de contrats de vente d'énergie à long terme ;
- son équipe compétente, multidisciplinaire, entrepreneuriale et constamment à l'affût des meilleures occasions de développement;
- son expertise grandissante dans le développement de projets, les montages financiers, la construction et l'exploitation de sites éoliens, fondée sur une gestion financière rigoureuse couplée à une gestion opérationnelle proactive et disciplinée; et
- sa crédibilité croissante au sein des marchés financiers mondiaux en tant que développeur et exploitant fiable et performant d'infrastructures éoliennes de plus en plus importantes.

Énergie hydroélectrique

Pour l'exercice 2015, le secteur hydroélectrique de Boralex bénéficiera pour toute l'année de la contribution de la centrale de Jamie Creek par rapport à 7,5 mois en 2014, incluant la période de rodage.

Par ailleurs, d'ici la fin de 2015, Boralex devrait avoir terminé la majeure partie des travaux à la centrale de Buckingham (Québec, Canada) afin de se conformer à la *Loi sur la sécurité des barrages*. À cet effet, après avoir investi 2,8 M\$ en 2014, elle prévoit investir plus de 8 M\$ en 2015. En marge de ces travaux, la direction poursuit toujours ses analyses de différents scénarios d'investissement visant à augmenter la puissance actuelle de cette centrale de 10 MW jusqu'à 20 MW.

La Société étudie présentement certaines occasions d'acquisitions susceptibles de faire croître son secteur hydroélectrique dans les marchés où ce secteur est déjà établi, de façon à créer des synergies opérationnelles. 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, la compétence de son équipe et la qualité de ses actifs. Elle bénéficie d'une base hydroélectrique importante, diversifiée géographiquement et génératrice de marges bénéficiaires attrayantes de même que de flux de trésorerie stables et prévisibles. Ce profil équilibré atténue l'impact sur les résultats de ce secteur 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 jusqu'au terme de leurs contrats.

Énergie thermique

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'énergie et d'approvisionnement en matières premières, et qu'elles répondent aux objectifs de positionnement et de rendement de Boralex.

La Société s'intéresse également aux nouvelles technologies de production d'énergie verte et renouvelable à base de biomasse. À cet effet, la Société a acquis en 2014 une participation de 27 % pour 1,4 M\$ dans une jeune entreprise de la Nouvelle-Écosse (Canada) dédiée à la valorisation d'une technologie consistant à développer un carburant diésel synthétique et renouvelable à partir de fibre de bois.

Centrale de Senneterre (Canada)

En vertu d'une nouvelle entente conclue avec Hydro-Québec pour les exercices 2014 à 2018 inclusivement, la centrale de Senneterre produit de l'électricité huit mois par année, soit de décembre à mars et de juin à septembre, et reçoit une compensation financière afin de maintenir une rentabilité comparable à celle des années antérieures. Comme en témoignent les résultats affichés par cette centrale en 2014, la nouvelle entente lui permet de bénéficier de conditions d'exploitation propices à une rentabilité stable et prévisible. Entre autres, cette période d'exploitation de huit mois, par rapport à six mois en 2012 et 2013, facilite son accès à un approvisionnement en matières premières de meilleure qualité et à meilleur coût.

Centrale de Blendecques (France)

Le contrat initial de vente d'électricité de la centrale de Blendecques avec EDF ayant pris fin, un nouveau contrat a été signé pour une période additionnelle de 12 ans se terminant le 31 octobre 2025. Afin d'honorer cette nouvelle entente, des travaux de modernisation de la centrale, représentant un investissement d'environ 6 M€, ont été effectués en 2014. Les nouveaux équipements sont opérationnels depuis le 1^{er} novembre 2014.

Énergie solaire

Le seul site solaire actuellement en exploitation de Boralex a performé selon les attentes de la direction depuis sa mise en service en juin 2011. La Société estime qu'il 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 comme en témoignent favorablement les résultats de 2014.

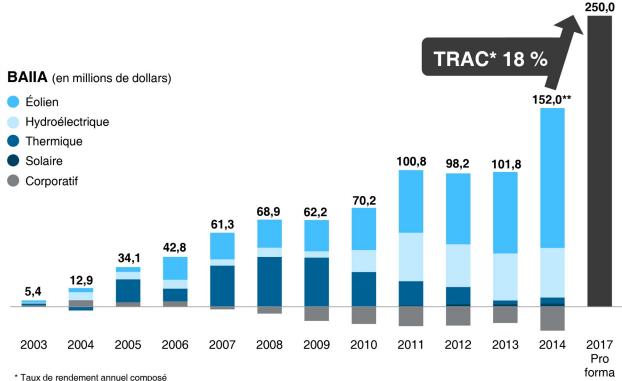
La production d'énergie solaire est une industrie en croissance dont les règles de marché et les orientations gouvernementales se préciseront dans les années à venir. Boralex croit au potentiel de cette source propre et abondante d'énergie renouvelable, d'autant plus que l'avancement des technologies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

De plus, en France, Boralex compte sur une équipe compétente vouée au développement de projets solaires et détient les droits sur certains projets en développement.

Boralex inc. : l'atteinte d'un nouveau palier de croissance

Comme l'indique le tableau suivant, les perspectives à court et moyen terme de Boralex sont étroitement associées à celles de son secteur éolien, compte tenu du poids prépondérant de ce dernier dans son portefeuille énergétique actuel et du fort potentiel de croissance que lui confère son bassin de projets potentiels et l'environnement d'affaires particulièrement propice en France. De fait, l'acquisition de BEV a permis à Boralex d'accéder à un nouveau palier de croissance qui lui permettra de s'illustrer, parmi le top cinq des producteurs indépendants d'énergie renouvelable au Canada.

Cible financière



** BAIIA ajusté (se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS pour la conciliation du BAIIA ajusté)

Perspectives 2015 – 2017

Dans son rapport annuel 2013, la Société avait présenté à ses actionnaires les objectifs suivants : regrouper, à la fin de 2016, des infrastructures énergétiques totalisant 950 MW, aptes à générer un BAIIA de 200 M\$ sur une base de consolidation proportionnelle.

Or, l'atteinte de ces objectifs aura été devancée d'une année, grâce principalement à l'acquisition de BEV en France. De fait, sur une base de consolidation proportionnelle, la puissance installée de Boralex atteignait 938 MW au 31 décembre 2014 et franchira le cap des 1 000 MW au cours de l'année 2015. L'objectif du BAIIA de 250 M\$ devrait également être atteint, voire surpassé, dès la fin de 2017.

Principalement portée par l'expansion du secteur éolien, la croissance financière de Boralex au cours des deux prochains exercices viendra des principales sources suivantes :

- l'intégration des 12 sites en exploitation acquis de BEV;
- la pleine contribution des actifs totalisant 102 MW mis en service en 2014, dont trois sites éoliens et la centrale hydroélectrique Jamie Creek ; et
- les sites éoliens totalisant 160 MW qui seront mis en service entre 2015 et 2016 (sans compter les autres projets d'expansion qui pourraient se réaliser dans l'intervalle).

I - Stratégie de croissance

Afin de mener à bien ses divers projets, et de rémunérer ses actionnaires, Boralex peut compter sur un solide bilan, dont une position d'encaisse de 75 M\$ au 31 décembre 2014. 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 pouvoir réaliser avec succès l'ensemble des projets en cours de développement et de construction.

Objectif prioritaire : créer de la valeur

Le but ultime de Boralex est de créer une valeur économique croissante et durable pour ses actionnaires en mettant en place les conditions stratégiques, opérationnelles et financières propices à générer la croissance de ses profits et de ses flux de trésorerie, et par extension de sa valeur boursière, et à soutenir sa politique de dividende.

Pour se faire, Boralex vise à se positionner d'ici 2018 aux rangs des cinq plus importants producteurs indépendants dans ses principaux marchés et parmi les plus expérimentées et les mieux diversifiées de son industrie. Également, elle désire offrir un rendement compétitif à ses actionnaires. Elle compte y parvenir en menant à bien ses projets actuels et en mettant en valeur son fort potentiel de développement futur, notamment en France.

La Société continuera de viser exclusivement les actifs opérants ou les projets assortis de contrats de vente d'énergie 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 en France et au Canada (Québec, Ontario, Colombie-Britannique);
- le secteur hydroélectrique, principalement dans les territoires où Boralex exploite déjà des centrales ; et
- le secteur solaire au Canada et en France.

Ce faisant, la Société restera constamment à l'affût des nouveaux développements internationaux en matière de production d'énergie verte et renouvelable.

Boralex est d'avis qu'en plus de son solide positionnement dans ces marchés propices à la poursuite de son expansion, elle bénéficie de plusieurs atouts concurrentiels pour continuer de se prévaloir des opportunités existant sur le marché en termes de qualité des actifs et des projets en 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 aussi de 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 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. Elle 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.

Saisonnalité

		Périodes de trois	mois closes les		Exercice clos le
(en milliers de \$, sauf les données en MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2014	30 juin 2014	30 septembre 2014	31 décembre 2014	31 décembre 2014
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Sites éoliens	264 859	163 508	112 029	245 601	785 997
Centrales hydroélectriques	123 587	223 702	139 938	154 752	641 979
Centrales thermiques	71 116	18 521	45 909	34 092	169 637
Site solaire	1 185	2 042	1 952	1 080	6 259
	460 747	407 773	299 828	435 525	1 603 872
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	35 356	21 296	14 133	31 278	102 063
Centrales hydroélectriques	13 996	17 622	12 236	14 312	58 166
Centrales thermiques	12 976	3 885	5 660	7 569	30 090
Site solaire	602	1 021	945	514	3 082
	62 930	43 824	32 974	53 673	193 401
BAIIA					
Sites éoliens	32 211	16 610	9 567	28 123	86 511
Centrales hydroélectriques	10 167	14 002	8 816	9 730	42 715
Centrales thermiques	4 572	(1 101)	588	1 188	5 247
Site solaire	491	902	850	391	2 634
	47 441	30 413	19 821	39 432	137 107
Corporatif et éliminations	(5 236)	(6 897)	(5 057)	(9 374)	(26 564)
	42 205	23 516	14 764	30 058	110 543
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	7 112	(5 044)	(9 506)	(6 981)	(14 419)
Activités abandonnées	839	785	312	716	2 652
	7 951	(4 259)	(9 194)	(6 265)	(11 767)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,19 \$	(0,13) \$	(0,25) \$	(0,18) \$	(0,38)
Activités abandonnées	0,02 \$	0,02 \$	0,01 \$	0,02 \$	0,07
	0,21 \$	(0,11) \$	(0,24) \$	(0,16)\$	(0,31) 5
RÉSULTAT NET PAR ACTION DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,18 \$	(0,13) \$	(0,25) \$	(0,18) \$	(0,38) 9
Activités abandonnées	0,02 \$	0,02 \$	0,01 \$	0,02 \$	0,07 \$
	0,20 \$	(0,11) \$	(0,24) \$	(0,16)\$	(0,31)
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT					
En dollars	29 326	7 739	2 633	13 983	53 681
Par action (de base)	0,77 \$	0,20 \$	0,07 \$	0,36 \$	1,40 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 980 635	38 346 572	38 390 851	38 411 980	38 283 988

		Périodes de trois	mois closes les		Exercice clos le
(en milliers de \$, sauf les données en MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2013	30 juin 2013	30 septembre 2013	31 décembre 2013	31 décembre 2013
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Sites éoliens	191 028	166 992	96 921	227 195	682 136
Centrales hydroélectriques	148 473	197 923	131 786	142 912	621 094
Centrales thermiques	70 879	7 191	33 851	31 448	143 369
Site solaire	1 079	1 788	2 098	980	5 945
	411 459	373 894	264 656	402 535	1 452 544
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	23 598	20 384	11 822	29 305	85 109
Centrales hydroélectriques	14 113	15 691	11 206	12 746	53 756
Centrales thermiques	12 546	3 268	4 657	6 976	27 446
Site solaire	479	798	966	469	2 712
	50 736	40 141	28 651	49 496	169 023
BAIIA					
Sites éoliens	19 875	15 569	6 872	24 279	66 594
Centrales hydroélectriques	11 284	12 532	7 595	9 002	40 413
Centrales thermiques	4 668	(1 070)	(614)	26	3 010
Site solaire	382	706	853	438	2 379
	36 209	27 737	14 706	33 745	112 396
Corporatif et éliminations	(2 956)	$(4\ 544)$	(2 054)	(4 706)	(14 259)
	33 253	23 193	12 652	29 039	98 137
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	4 007	(1.685)	(8 390)	455	(5 612)
Activités abandonnées	161	622	917	74	1 774
	4 168	(1 063)	(7 473)	529	(3 838)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,11 \$	(0,04) \$	(0,22)\$	0,01 \$	(0,15) \$
Activités abandonnées	_	0,02 \$	0,02 \$	_	0,05 \$
	0,11 \$	(0,02) \$	(0,20) \$	0,01 \$	(0,10) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT*					
En dollars	22 954	17 775	(5 135)	15 322	50 916
Par action (de base)	0,61 \$	0,47 \$	(0,14) \$	0,41 \$	1,35 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 735 065	37 740 004	37 748 196	37 757 835	37 745 345

^{*} En 2013, la date prévue pour le paiement des intérêts sur les débentures convertibles de 8,3 M\$ étant le 30 juin, un dimanche, ces derniers ont été déboursés le prochain jour ouvrable, soit le 2 juillet 2013.

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'énergie à long terme, selon des prix déterminés et indexés, les cycles saisonniers influencent principalement le volume total de production de la Société. Seulement cinq centrales hydroélectriques situées aux États-Unis, lesquelles représentent 2 % de la puissance installée en exploitation totale de Boralex, ne disposent pas de contrats de vente d'énergie à long terme.

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

Éolien

Pour les actifs éoliens actuellement en exploitation et dans lesquels la part de Boralex totalise 728 MW, 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.

Le secteur éolien regroupe aujourd'hui 77 % de la puissance installée totale de Boralex et représente, de loin, le plus important générateur de produits, de BAIIA et de flux de trésorerie de la Société, compte tenu notamment de la pleine contribution à partir de 2015 des actifs récemment acquis en France. 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 160 MW que Boralex développe actuellement au Canada et en France, qui porteront la puissance des actifs éoliens de Boralex à 888 MW au début de 2016, et à mesure que la Société mettra en valeur son important bassin de projets potentiels. 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 158 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. De façon générale, la direction estime qu'environ 60 % de la production annuelle de son secteur hydroélectrique est réalisée aux deuxième et quatrième trimestres, et 40 % aux premier et troisième trimestres. Il est à noter qu'à l'exception de quatre centrales qui bénéficient d'un débit régulé 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 réguler les débits d'eau au cours de l'année.

Tel qu'indiqué précédemment, cinq centrales américaines vendent leur électricité sur le marché libre de l'état de New York. Celles-ci totalisent une puissance installée de 23 MW, ce qui représente moins de 15 % de la puissance totale du secteur hydroélectrique de Boralex en date des présentes, et 2 % de la puissance globale. Ces centrales 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. 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.

Thermique

Boralex possède deux centrales de production d'énergie thermique en exploitation, dont la puissance installée totalise 47 MW. L'une d'elles, située à Senneterre (Québec, Canada), est alimentée en résidus de bois et dispose d'un contrat de vente d'énergie avec Hydro-Québec qui viendra à échéance en 2027. Une entente a été conclue avec Hydro-Québec allant de 2014 à 2018 en vertu de laquelle la production d'électricité de cette centrale est limitée à huit mois par année, soit de décembre à mars ainsi que de juin à septembre. Pour la durée de cette entente, la centrale de Senneterre recevra d'Hydro-Québec une compensation financière qui lui permet d'anticiper une rentabilité comparable à celle des dernières années.

Boralex exploite également une centrale alimentée au gaz naturel située à Blendecques (France). Depuis plusieurs années, en raison des particularités de ce marché, cette centrale exploite son appareil de cogénération cinq mois par année, soit de novembre à mars, ce qui correspond à la totalité du premier trimestre de Boralex et à une partie du quatrième. Pendant la période d'interruption de production d'électricité, la production de vapeur pour le client industriel de la centrale est assurée par une chaudière auxiliaire. Le contrat initial de vente d'énergie de la centrale de Blendecques avec EDF ayant pris fin, un nouveau contrat a été signé pour une période additionnelle de 12 ans se terminant le 31 octobre 2025. Afin d'honorer cette nouvelle entente, des travaux de modernisation de la centrale ont été réalisés. Les nouveaux équipements sont opérationnels depuis le 1^{er} novembre 2014.

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'énergie à long terme, les conditions d'ensoleillement sont généralement plus favorables au printemps et en été, soit aux deuxième et troisième trimestres de Boralex. Compte tenu de ces facteurs climatiques, la direction prévoit qu'environ 65 % de la production annuelle de son site solaire sera réalisé aux deuxième et troisième trimestres.

De façon générale, bien que la performance de Boralex au cours d'un exercice donné 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 d'actifs assortis de contrats à prix déterminés 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 de facteurs qui contribueront à la stabilité et à la qualité des résultats de Boralex dans les années à venir.

Faits saillants financiers

	Périodes de tr closes les 31 d		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$, sauf les données en MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	2014	2013	2014	2013
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Sites éoliens	245 601	227 195	785 997	682 136
Centrales hydroélectriques	154 752	142 912	641 979	621 094
Centrales thermiques	34 092	31 448	169 637	143 369
Site solaire	1 080	980	6 259	5 945
	435 525	402 535	1 603 872	1 452 544
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	31 278	29 305	102 063	85 109
Centrales hydroélectriques	14 312	12 746	58 166	53 756
Centrales thermiques	7 569	6 976	30 090	27 446
Site solaire	514	469	3 082	2 712
	53 673	49 496	193 401	169 023
BAIIA				
Sites éoliens	28 123	24 279	86 511	66 594
Centrales hydroélectriques	9 730	9 002	42 715	40 413
Centrales thermiques	1 188	26	5 247	3 010
Site solaire	391	438	2 634	2 379
	39 432	33 745	137 107	112 396
Corporatif et éliminations	(9 374)	(4 706)	(26 564)	(14 259)
	30 058	29 039	110 543	98 137
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(6 981)	455	(14 419)	(5 612)
Activités abandonnées	716	74	2 652	1 774
	(6 265)	529	(11 767)	(3 838)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,18) \$	0,01 \$	(0,38) \$	(0,15) \$
Activités abandonnées	0,02 \$	_	0,07 \$	0,05 \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	(0,16) \$	0,01 \$	(0,31) \$	(0,10) \$
En dollars	13 983	15 322	53 681	50 916
Par action (de base)	0,36 \$	0,41 \$	1,40 \$	1,35 \$
·			,	
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	38 411 980	37 757 835	38 283 988	37 745 345

Données relatives aux résultats d'exploitation

	Exercices clos les 31 décembre		
(en milliers de \$, sauf les données en MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	2014	2013	2012
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)	1 603 872	1 452 544	1 521 421
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	193 401	169 023	181 440
BAIIA	110 543	98 137	98 357
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies	(14 419)	(5 612)	(8 836)
Activités abandonnées	2 652	1 774	3 721
	(11 767)	(3 838)	(5 115)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies	(0,38) \$	(0,15)\$	(0,24) \$
Activités abandonnées	0,07 \$	0,05 \$	0,10 \$
	(0,31) \$	(0,10) \$	(0,14) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT			
En dollars	53 681	50 916	47 721
Par action (de base)	1,40 \$	1,35 \$	1,26 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	38 283 988	37 745 345	37 729 137

Données relatives à l'état de la situation financière

	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de \$)	2014	2013	2012
Total de l'actif	1 917 959	1 422 727	1 229 871
Emprunts*	1 161 131	662 948	522 186
Débentures convertibles	232 977	229 578	226 299
Total du passif	1 581 640	1 036 593	887 502
Total des capitaux propres	336 319	386 134	342 369

^{*} Incluant les emprunts non courants, le crédit-relais de 100 M\$ et la part à moins d'un an des emprunts. Le crédit-relais a été remboursé suite à l'émission d'actions qui a eu lieu en janvier 2015.

Analyse des résultats d'exploitation de la période de trois mois close le 31 décembre 2014

Le quatrième trimestre de 2014 a donné lieu à une hausse significative des résultats d'exploitation de Boralex, à la faveur principalement de l'expansion du secteur éolien. Toutefois, cette croissance a été impactée au niveau du BAIIA consolidé et du résultat net par la comptabilisation de frais spécifiques encourus dans le cadre de l'acquisition de BEV, en France, ainsi que par une perte nette de 6,0 M\$ sur instruments financiers, laquelle n'a toutefois eu aucune incidence sur les flux de trésorerie de la Société.

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

	Résultat net (en milliers de \$)	Par action (en \$, de base)
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2013	529	0,01 \$
Variation:		
BAIIA	1 019	0,03 \$
Amortissement	(1 845)	(0,05) \$
Charges financières	(2 865)	(0,08) \$
Effet de change	(545)	(0,01)\$
Instruments financiers	(6 100)	(0,16)\$
Autres gains	846	0,02 \$
Impôts sur le résultat	2 147	0,06 \$
Part des actionnaires sans contrôle	(93)	_
Activités abandonnées	642	0,02 \$
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014	(6 265)	(0,16)\$
Perte nette sur instruments financiers non désignés, net d'impôts	5 067	0,13 \$
Frais d'acquisition et autres reliés à l'acquisition de BEV, net d'impôts	4 315	0,11 \$
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014 - AJUSTÉ	3 117	0,08 \$

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, Boralex a encouru une perte nette attribuable aux actionnaires de 6,3 M\$ ou 0,16 \$ par action (de base et diluée), par rapport à un bénéfice net de 0,5 M\$ ou 0,01 \$ par action (de base et diluée), au même trimestre de 2013.

Ce recul de 6,8 M\$ ou de 0,17 \$ par action du résultat net entre les deux périodes comparatives s'explique par une variation défavorable de 6,1 M\$, soit l'équivalent de 0,16 \$ par action, des pertes sur instruments financiers, laquelle est commentée plus loin dans cette rubrique. De plus, bien qu'en hausse de 1,0 M\$ par rapport à 2013, l'évolution du BAIIA a été affectée par une augmentation nette de 4,4 M\$ des frais de développement, en marge essentiellement de l'acquisition majeure conclue en France le 18 décembre 2014.

Par ailleurs, en plus d'un effet de change défavorable de 0,5 M\$, le résultat net de la Société a subi l'effet d'une hausse combinée de 4,7 M\$ de l'amortissement et des charges financières résultant de l'expansion récente des secteurs éolien et hydroélectrique, ce qui fut en partie compensé par la variation favorable des impôts sur le résultat et des autres gains.

Par contre, en excluant les deux éléments non favorables et non récurrents, soit la perte nette sur instruments financiers non désignés et les frais d'acquisition et autres reliés à l'acquisition de BEV, de 5,1 M\$ et 4,3 M\$ respectivement, le résultat net ajusté aurait été de 3,1 M\$ ou 0,08 \$ par action.

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

	Produits de la vente d'énergie		BAIIA	
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2013	49 496		29 039	
Mises en service*	4 281	8,6 %	2 562	8,8 %
Exploitation de BEV**	2 107	4,3 %	1 023	3,5 %
Prix	(655)	(1,3) %	(655)	(2,2) %
Volume	(2 220)	(4,5) %	(2 195)	(7,6) %
Effet des taux de change	354	0,7 %	269	0,9 %
Développement - prospection	_	_	952	3,3 %
Développement - frais d'acquisition de BEV	_	_	(5 340)	(18,4) %
Quote-part des Coentreprises	_	_	2 905	10,0 %
Autres	310	0,6 %	1 498	5,2 %
Variation	4 177	8,4 %	1 019	3,5 %
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014	53 673		30 058	
Frais d'acquisition reliés à l'acquisition de BEV	_		5 340	18,4 %
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014 - AJUSTÉ	53 673		35 398	

^{*} Mises en service du site éolien La Vallée (France) en décembre 2013, de la centrale hydroélectrique de Jamie Creek (Canada) en mai 2014, du site éolien Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014 et du site éolien Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

Produits de la vente d'énergie

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, les produits générés par la vente d'énergie ont augmenté de 4,2 M\$ ou de 8,4 % pour totaliser 53,7 M\$. Cette croissance est principalement due aux produits supplémentaires de 4,3 M\$ attribuables à la mise en service des trois sites éoliens et de la centrale hydroélectrique énumérés sous le tableau précédent, jumelés aux produits de 2,1 M\$ apportés pendant les derniers jours de l'exercice 2014 par les 12 nouveaux sites éoliens de BEV, en France. Dans une moindre mesure, l'évolution des produits a bénéficié d'un effet de change favorable de 0,4 M\$ et de divers autres éléments positifs totalisant 0,3 M\$, notamment une hausse des primes de puissance. À l'inverse, elle a été affectée par un effet de volume défavorable de 2,2 M\$, principalement attribuable à des conditions de vent moins favorables en Europe qu'au cours du quatrième trimestre de 2013, ainsi que par un effet de prix défavorable de 0,7 M\$ attribuable aux secteurs hydroélectrique et thermique.

Rappelons que conformément aux IFRS, ces résultats n'incluent pas la part de 13,6 M\$ de Boralex dans les produits générés par les Coentreprises, phases I et II, mises en service respectivement en décembre 2013 et en décembre 2014. L'impact de ces mises en service est détaillé sous la rubrique *Consolidation proportionnelle* de ce rapport de gestion.

Au total, Boralex a produit 435 525 MWh d'électricité au quatrième trimestre de 2014 (excluant sa part de la production des Coentreprises phases I et II dont l'impact est détaillé sous la rubrique *Consolidation proportionnelle* de ce rapport de gestion), comparativement à 402 535 MWh à la même période en 2013, soit une augmentation de 8,2 %. Celle-ci est attribuable à l'ajout des nouveaux sites éoliens mis en service et acquis au cours des derniers trimestres, ainsi qu'à la mise en service de la centrale hydroélectrique canadienne. Excluant ces nouveaux actifs, la production des actifs existant de la Société a reculé de 3,6 % par rapport à l'année précédente, en raison de conditions de vents moins favorables en France et de l'arrêt de certaines centrales hydroélectriques aux États-Unis pour cause de travaux.

BAIIA et marge de BAIIA

Le BAIIA consolidé trimestriel s'est chiffré à 30,1 M\$ par rapport à 29,0 M\$ l'année précédente, affichant une hausse de 3,5 %. Cette croissance relativement modeste s'explique en bonne partie par l'augmentation nette de 4,4 M\$ des frais de développement associée essentiellement aux démarches visant l'acquisition de BEV, laquelle fut conclue avec succès le 18 décembre 2014. Cette acquisition apportera une contribution substantielle au BAIIA de Boralex à partir de 2015. Pour en donner un aperçu, elle a généré un BAIIA de 1,0 M\$ dans la période de moins de deux semaines ayant suivi la clôture de la transaction. En excluant les frais d'acquisition de BEV de 5,3 M\$ le BAIIA aurait été de 35,4 M\$, ce qui représente une augmentation de 21,9 %.

Par ailleurs, l'évolution du BAIIA trimestriel a bénéficié d'une augmentation de 2,9 M\$ de la quote-part de Boralex dans les résultats des Coentreprises et d'un apport de 2,6 M\$ provenant des nouveaux sites mis en service en 2014 et à la fin de 2013. C'est donc dire que les actifs qui se sont greffés récemment au portefeuille en exploitation de Boralex ont généré une contribution additionnelle totale de 6,5 M\$ au BAIIA consolidé du quatrième trimestre de 2014, bien que certains d'entre eux n'aient participé que quelques jours seulement aux résultats de la période. Enfin, la croissance du BAIIA a été favorisée par un effet de change bénéfique de 0,3 M\$ et par un ensemble d'autres facteurs favorables totalisant 1,5 M\$, dont la réalisation d'économies sur le coût des matières premières, les frais d'entretien et les honoraires professionnels, ainsi qu'une augmentation des primes de puissance accordées à certaines centrales.

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

II A - Analyse des résultats et de la situation financière - IFRS

Ces divers facteurs favorables ont compensé la hausse des frais de développement et de prospection, ainsi que les effets de volume et de prix défavorables totalisant 2,9 M\$ mentionnés précédemment.

Pour sa part, la marge de BAIIA en pourcentage des produits s'est établie à 56,0 % au quatrième trimestre de 2014, par rapport à 58,7 % l'année précédente, en raison principalement des frais spécifiques encourus en marge de l'acquisition de BEV. En excluant ces frais d'acquisition de 5,3 M\$, la marge au quatrième trimestre de 2014 aurait été de 66,0 %.

De plus, rappelons que le poste du BAIIA consolidé intitulé *Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises* inclut des éléments non liés au BAIIA des Coentreprises phases I et II, lesquels ont totalisé 9,4 M\$ au quatrième trimestre de 2014 dont, principalement des frais d'amortissement et charges financières (se référer à la rubrique *Consolidation proportionnelle* de ce rapport de gestion).

Amortissement

La dépense d'amortissement a augmenté de 1,8 M\$ pour s'établir à 15,8 M\$ au quatrième trimestre de 2014. L'effet de l'ajout des nouveaux actifs mis en service et acquis au quatrième trimestre et lors des trimestres précédents explique l'essentiel de cet écart

Autres gains

Les autres gains, au montant de 0,8 M\$, se rapportent principalement à l'obtention de crédits d'impôt relativement aux projets éoliens au Québec.

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

Les charges financières ont augmenté de 2,9 M\$ pour se chiffrer à 15,9 M\$ au quatrième trimestre de 2014, en raison principalement des nouveaux emprunts contractés pour la construction et la mise en service de la centrale Jamie Creek et des nouveaux sites éoliens en France et au Canada, ainsi que pour l'acquisition de BEV dans les derniers jours de l'exercice. Ces éléments ont toutefois été atténués par le remboursement du billet canadien de 35 M\$ en juillet 2014 et par la diminution de la dette liée aux sites existants, en particulier le site éolien Thames River au Canada.

Boralex a enregistré une légère perte de change par rapport à un gain de change de 0,5 M\$ au même trimestre de l'année précédente.

Par ailleurs, la Société a inscrit une perte nette de 6,0 M\$ sur les instruments financiers, par rapport à un gain net de 0,1 M\$ en 2013. La perte de 2014 inclut principalement des ajustements de réévaluation de la juste valeur d'instruments financiers totalisant un montant défavorable net de 6,8 M\$. Depuis décembre 2014, certains swaps de taux d'intérêt, auparavant désignés comme couverture de projets éventuels au Canada, ne sont plus désignés par la Société en comptabilité de couverture.

Il importe également de souligner que cette perte sur instruments financiers n'a aucun effet sur les flux de trésorerie de l'exercice 2014 et la position d'encaisse de la Société au 31 décembre 2014.

Résultat net des activités poursuivies et des activités abandonnées

Boralex a clos le quatrième trimestre de 2014 avec une perte nette liée aux activités poursuivies de 5,5 M\$ par rapport à un bénéfice net de 1,0 M\$ à la même période en 2013, de même qu'avec un résultat net positif lié aux activités abandonnées de 0,7 M\$ par rapport à 0,1 M\$ en 2013. Ce dernier provient de la vente de *Renewable Energy Certificates* (« RECs ») générées par les centrales américaines alimentées aux résidus de bois que Boralex a cédées à la fin de 2011; en vertu des conditions de la transaction de vente, Boralex avait droit, pour les années 2012, 2013 et 2014 inclusivement, à 50 % du montant des ventes de RECs de ces centrales excédant un seuil défini.

Analyse des résultats d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2014

L'exercice 2014 a été marqué par une augmentation importante de la rentabilité d'exploitation du portefeuille énergétique de Boralex à laquelle tous les secteurs ont contribué, tout particulièrement le secteur éolien, malgré le fait que selon les normes IFRS la contribution des Coentreprises n'est que partiellement reflétée. Toutefois certains éléments non liés aux opérations courantes et de nature non récurrente ont affecté le BAIIA consolidé et le résultat net par rapport à l'année précédente, incluant l'ajustement de réévaluation de la juste valeur d'instruments financiers décrit à la rubrique précédente, les frais d'acquisition de BEV et la non récurrence d'éléments spécifiques favorables totalisant près de 4 M\$ inclus dans le BAIIA de 2013.

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

	Résultat net (en milliers de \$)	Par action (en \$, de base)
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013	(3 838)	(0,10)\$
Variation:		
BAIIA	12 406	0,33 \$
Amortissement	(6 522)	(0,17)\$
Dépréciation des immobilisations corporelles	266	0,01 \$
Charges financières	(7 404)	(0,20) \$
Effet de change	(1 194)	(0,03) \$
Instruments financiers	(8 929)	(0,25) \$
Autres gains	1 730	0,05 \$
Impôts sur le résultat	1 391	0,04 \$
Part des actionnaires sans contrôle	(551)	(0,01) \$
Activités abandonnées	878	0,02 \$
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	(11 767)	(0,31)\$
Perte nette sur instruments financiers non désignés, net d'impôts	5 067	0,13 \$
Frais d'acquisition et autres reliés à l'acquisition de BEV, net d'impôts	4 315	0,11 \$
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014 - AJUSTÉ	(2 385)	(0,07) \$

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, Boralex a généré une perte nette attribuable aux actionnaires de 11,8 M\$ ou 0,31 \$ par action (de base et diluée), comparativement à une perte nette de 3,8 M\$ ou 0,10 \$ par action (de base et diluée) en 2013. Ce recul de 7,9 M\$ ou 0,21 \$ par action est en premier lieu attribuable à une variation défavorable de 8,9 M\$ des instruments financiers, constituée principalement de l'ajustement de réévaluation de la juste valeur d'instruments financiers enregistré au quatrième trimestre et décrit précédemment. De plus, l'expansion de la base d'actifs de Boralex a eu pour effet une hausse combinée de 13,9 M\$ de l'amortissement et des charges financières (en partie due à un effet de change défavorable de 3,6 M\$ associé à ces postes).

La hausse du BAIIA a apporté une contribution de 12,4 M\$ au résultat net de 2014 et ce, malgré des frais de développement significatifs en 2014 et l'inclusion d'éléments non récurrents favorables importants en 2013, qui sont détaillés plus loin dans cette rubrique.

En excluant ces deux éléments non favorables et non récurrents de 5,1 M\$ et 4,3 M\$, le résultat net ajusté aurait été d'une perte de 2,4 M\$ ou 0,07 \$ par action, un amélioration par rapport à 2013.

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

Produits de la vente	BAIIA			
(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%	
169 023		98 137		
15 066	8,9 %	10 434	10,6 %	
2 107	1,2 %	1 023	1,0 %	
(768)	(0,4) %	(768)	(0,8) %	
382	0,2 %	359	0,4 %	
7 356	4,4 %	4 542	4,6 %	
_	_	1 346	1,4 %	
_	_	163	0,2 %	
_	_	(5 340)	(5,5) %	
_	_	5 548	5,7 %	
235	0,1 %	(4 901)	(5,0) %	
24 378	14,4 %	12 406	12,6 %	
193 401		110 543		
_		5 340	5,4 %	
193 401		115 883		
	(en milliers de \$) 169 023 15 066 2 107 (768) 382 7 356 — — — — 235 24 378 193 401 —	169 023 15 066 8,9 % 2 107 1,2 % (768) (0,4) % 382 0,2 % 7 356 4,4 % — — — — — — — — — — 235 0,1 % 24 378 14,4 %	(en milliers de \$) % (en milliers de \$) 169 023 98 137 15 066 8,9 % 10 434 2 107 1,2 % 1 023 (768) (0,4) % (768) 382 0,2 % 359 7 356 4,4 % 4 542 — — 163 — — (5 340) — — 5 548 235 0,1 % (4 901) 24 378 14,4 % 12 406 193 401 110 543 — 5 340	

^{*} Mises en service du parc éolien Vron (France) en septembre 2013, du site éolien La Vallée (France) en décembre 2013, de la centrale hydroélectrique de Jamie Creek (Canada) en mai 2014, du site éolien Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014 et du site éolien Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

Produits de la vente d'énergie

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, les produits générés par la vente d'énergie ont totalisé 193,4 M\$, en hausse de 24,4 M\$ ou de 14,4 % sur l'exercice 2013 (excluant la part de 46,1 M\$ de Boralex dans les produits générés par les Coentreprises; voir rubrique *Consolidation proportionnelle* de ce rapport de gestion).

Comme l'indique le tableau précédent, 70 % de la hausse de produits selon IFRS est attribuable à l'expansion de la base d'actifs de Boralex, dont 15,1 M\$ provenant des mises en service énumérées sous le tableau précédent, incluant quatre sites éoliens en 2014 et dans la seconde moitié de 2013 et la centrale hydroélectrique démarrée en 2014. De plus, les 12 sites éoliens français acquis le 18 décembre 2014 ont apporté une contribution additionnelle de 2,1 M\$ dans les derniers jours de l'exercice.

Parmi les autres facteurs ayant favorisé la croissance des produits, mentionnons l'effet de change favorable de 7,4 M\$ attribuable à la hausse de l'euro et du dollar américain face au dollar canadien, un effet de volume favorable de 0,4 M\$ et une augmentation des primes de puissance. Par contre, l'évolution des produits a été ralentie par un léger effet de prix défavorable de 0,8 M\$ attribuable aux secteurs hydroélectrique et thermique.

Boralex a produit 1 603 872 MWh d'électricité (excluant sa part de la production des Coentreprises) comparativement à 1 452 544 MWh en 2013, soit une augmentation de 10,4 %. Celle-ci est attribuable à l'ajout des nouveaux actifs décrits ci-haut. Excluant ces derniers, la production des sites existants de la Société a connu une légère augmentation de 1 %.

BAIIA et marge de BAIIA

Le BAIIA consolidé a atteint 110,5 M\$ en 2014, par rapport à 98,1 M\$ en 2013, en hausse de 12,4 M\$ ou de 12,6 %. La marge de BAIIA en pourcentage des produits s'est donc établie à 57,2 % par rapport à 58,1 % l'année précédente. Ce léger repli s'explique par un ensemble de facteurs de nature non répétitive qui sont décrits ci-après. En excluant les frais d'acquisition de BEV de 5,3 M\$, le BAIIA aurait été de 115,9 M\$, ce qui représente une augmentation de 18,1 % et une marge de BAIIA de 59,9 %.

Outre l'incidence favorable de 4,5 M\$ attribuable à la fluctuation des devises, la progression du BAIIA est essentiellement attribuable à l'expansion récente de Boralex soit :

- l'apport de 10,4 M\$ des nouveaux sites mis en service en 2013 et 2014;
- l'augmentation de 5,5 M\$ de la quote-part de Boralex dans les résultats des Coentreprises (bien que ces derniers incluent des dépenses de 36,3 M\$ non liées au BAIIA, en particulier l'amortissement et les charges financières) ; et
- l'apport de 1,0 M\$ des 12 sites acquis en France vers la fin de l'exercice 2014.

De plus, la rentabilité de Boralex a été favorisée par une diminution de 1,3 M\$ du coût des matières premières consommées par le secteur thermique, de même que par un effet de volume de 0,4 M\$.

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

II A - Analyse des résultats et de la situation financière - IFRS

À l'inverse, outre un léger effet de prix défavorable de 0,8 M\$, Boralex a enregistré une hausse nette de 5,2 M\$ de ses frais de développement, surtout liée à l'acquisition de BEV, de même que diverses autres variations défavorables totalisant 4,9 M\$. Celles-ci s'expliquent principalement par la comptabilisation en 2013 d'éléments favorables non répétitifs, dont un revenu de 1,6 M\$ perçu sur la réception d'actions de Résolu, le renversement d'une provision de 1,6 M\$ lié à une modification du plan de rémunération des employés et la réception de produits d'assurance.

Amortissement

La dépense d'amortissement a augmenté de 6,5 M\$ pour totaliser 60,4 M\$ pour l'exercice 2014, en raison de l'expansion de la base d'actifs éoliens et hydroélectriques décrite ci-haut et de l'effet défavorable de 2,4 M\$ attribuable à la dépréciation du dollar canadien face à l'euro et au dollar américain. Ces éléments ont toutefois été atténués par des ajustements favorables liés à l'amortissement de divers autres actifs.

Autres gains

Les autres gains, au montant de 2,0 M\$, se rapportent principalement à la réalisation de gains sur contrat liés à l'entente avec le partenaire français Cube ainsi qu'à l'obtention de crédits d'impôt au Québec.

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

Les charges financières ont augmenté de 7,4 M\$ pour se chiffrer à 58,1 M\$ en 2014, en raison principalement des nouveaux emprunts contractés relativement à l'expansion du secteur éolien en France et au Québec et à la construction de la centrale Jamie Creek, ainsi que de l'effet de l'appréciation de l'euro sur les charges financières encourues dans ce pays, au montant de 1,2 M\$. Ces éléments ont toutefois été atténués par la diminution de la dette liée aux sites existants, par le remboursement du billet canadien de 35 M\$ en 2014 ainsi que par le refinancement de la dette américaine en 2013.

Boralex a enregistré une perte de change de 0,4 M\$ et une perte nette de 8,2 M\$ sur instruments financiers, représentant une variation défavorable totale de 10,1 M\$ par rapport à l'année précédente. Rappelons que cette perte, qui n'a eu aucune incidence sur les liquidités de la Société, se rapporte principalement à l'ajustement de réévaluation de la juste valeur des instruments financiers effectué au quatrième trimestre. Le poste *Perte nette* (*Gain net*) sur instruments financiers inclut également des montants liés 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 des activités poursuivies et des activités abandonnées

Boralex a clos l'exercice 2014 avec une perte nette liée aux activités poursuivies de 12,8 M\$ par rapport à une perte nette de 5,5 M\$ en 2013, de même qu'avec un résultat net positif lié aux activités abandonnées de 2,7 M\$ par rapport à 1,8 M\$ en 2013 provenant de la vente de RECs générées par les centrales américaines alimentées aux résidus de bois que Boralex a cédées à la fin de 2011. Cette source de revenu a pris fin le 31 décembre 2014 en vertu de l'entente de 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 :

	Produits de la vent	Produits de la vente d'énergie		
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013	85 109		66 594	
Mise en service*	10 457	12,3 %	7 792	11,7 %
Exploitation de BEV**	2 107	2,5 %	1 023	1,5 %
Prix	436	0,5 %	436	0,7 %
Volume	533	0,6 %	533	0,8 %
Effet des taux de change	3 481	4,1 %	2 677	4,0 %
Entretien	_	_	(237)	(0,3) %
Quote-part des Coentreprises	_	_	7 529	11,3 %
Autres	(60)	(0,1) %	164	0,2 %
Variation	16 954	19,9 %	19 917	29,9 %
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	102 063		86 511	

^{*}Mises en service du parc éolien Vron (France) en septembre 2013, du site éolien La Vallée (France) en décembre 2013, du site éolien Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014 et du site éolien Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

Principal moteur de la croissance de Boralex, le secteur éolien a affiché des hausses respectives de 15,2 % de sa production et de 19,9 % de ses produits au cours de l'exercice 2014 et ce, sans même tenir compte de la contribution des Coentreprises. Quant à son BAIIA, il a augmenté de 29,9 %, reflétant un accroissement de sa marge bénéficiaire. La solide performance générale du secteur éolien est le fruit de l'expansion récente de sa base d'actifs en France et au Québec, laquelle a notamment ajouté 264 MW à sa base opérationnelle au quatrième trimestre de 2014, de même qu'à la productivité soutenue de ses sites existants.

Résultats d'exploitation

Production

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, le secteur éolien a produit 785 997 MWh par rapport à 682 136 MWh en 2013 (ces données excluant l'apport des Coentreprises phases I et II dont l'impact est détaillé sous la rubrique *Consolidation proportionnelle* de ce rapport de gestion). La mise en service des sites français Vron et La Vallée dans la seconde moitié de 2013, celle du site français Fortel-Bonnières et du site canadien Témiscouata I au quatrième trimestre de 2014, de même que l'acquisition des 12 sites de BEV en France, quelques jours avant la fin de l'exercice 2014, ont ensemble généré l'essentiel de cette augmentation. La production des sites existants a pour sa part légèrement augmenté.

Sur une base géographique, la production de la base éolienne de Boralex en France a augmenté de 22,8 % grâce à l'ajout de 15 nouveaux sites, dont deux en 2013 et 13 dans les derniers mois de 2014, jumelé à une progression de 1,5 % de la production des sites existants. Bien qu'affichant un excellent taux de disponibilité de leurs équipements, ces derniers ont connu des conditions de vent moins favorables qu'en 2013 dans la seconde moitié de l'année 2014. La production éolienne de Boralex au Canada a pour sa part augmenté de 1 %, les conditions de vent moins favorables qu'en 2013 en Ontario ayant été compensées par la bonne disponibilité des équipements des sites Thames River et par la mise en service de Témiscouata I, au Québec, en décembre 2014.

Produits

Toujours en excluant les Coentreprise phases I et II, les produits du secteur éolien se sont chiffrés à 102,1 M\$ au cours de l'exercice 2014, en hausse de 17,0 M\$ ou de 19,9 % sur l'exercice 2013. Comme l'indique le tableau, la croissance des produits est principalement attribuable à la contribution additionnelle de 12,6 M\$ provenant de la mise en service et de l'acquisition de 16 nouveaux sites, dont 15 en France. De plus, les produits des sites français ont bénéficié d'un effet de change favorable de 3,5 M\$ attribuable à la hausse de l'euro par rapport au dollar canadien, ainsi que de la majeure partie des effets de volume et de prix favorables totalisant 1,0 M\$ enregistrés pour l'ensemble du secteur éolien.

Sur une base géographique, excluant l'effet de change, les produits en euros des sites français ont augmenté de 22,8 % tandis que les produits des sites canadiens ont progressé de 1,0 % (excluant les Coentreprises) grâce à la contribution de Témiscouata I en décembre 2014.

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

II A - Analyse des résultats et de la situation financière - IFRS

BAIIA

Le BAIIA du secteur éolien a progressé de 19,9 M\$ ou de 29,9 % par rapport à 2013, tandis que sa marge de BAIIA est passée de 78,2 % en 2013 à 84,8 % en 2014. Il importe de souligner que cette solide performance est le résultat direct de la stratégie d'expansion et de création de valeur mise en oeuvre par Boralex.

Elle est d'autant plus significative qu'elle ne reflète que très partiellement la contribution des nouveaux actifs qui se sont greffés au portefeuille éolien de Boralex, dont la majorité l'a été en toute fin d'exercice 2014. Plus précisément, l'amélioration du BAIIA et de la marge de BAIIA du secteur éolien est attribuable aux principaux éléments suivants :

- l'apport de 7,8 M\$ des quatre sites mis en service aux deuxièmes semestres de 2013 et de 2014 ;
- une hausse de 7,5 M\$ de la quote-part de Boralex dans les résultats des Coentreprises, bien que la phase II n'ait participé aux résultats que pour moins d'un mois ; et
- l'apport de 1,0 M\$ généré dans les 14 derniers jours de l'exercice par les 12 sites acquis en France.

Sur une base géographique, le BAIIA des opérations en France a augmenté de 21,7 % en euros, c'est-à-dire en excluant l'effet de change favorable de 2,7 M\$, en raison principalement de l'ajout de 15 nouveaux sites jumelé aux effets de volume et de prix favorables mentionnés précédemment. Ces derniers ont plus que compensé la légère augmentation des frais d'entretien. Au Canada, le BAIIA s'est accru de 29,5 % grâce, essentiellement, à la hausse de la quote-part de Boralex dans les résultats des Coentreprises et, dans une moindre mesure, à la mise en service de Témiscouata I en décembre 2014.

Centrales hydroélectriques

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

	Produits de la vente d'énergie		BAIIA	
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013	53 756		40 413	
Mise en service*	4 609	8,6 %	2 642	6,5 %
Prix	(636)	(1,1) %	(636)	(1,5) %
Volume	(2 076)	(3,9) %	(2 076)	(5,1) %
Effet des taux de change	2 278	4,2 %	1 752	4,3 %
Autres	235	0,4 %	620	1,5 %
Variation	4 410	8,2 %	2 302	5,7 %
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	58 166		42 715	

^{*} Mise en service de la centrale hydroélectrique de Jamie Creek (Canada) en mai 2014.

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

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE (MWh)	2014	2013
Périodes de trois mois closes les 31 décembre :		
Réel	154 752	142 912
Moyenne historique (1)	171 129	163 813
Exercices clos les 31 décembre :		
Réel	641 979	621 094
Moyenne historique – annuelle (1)	682 330	623 490

⁽¹⁾ Les moyennes historiques sont calculées 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. À défaut d'avoir des données historiques pour la centrale de Jamie Creek, l'estimé de la production à long terme a été utilisé à cette fin.

Deuxième secteur en importance de Boralex, le secteur hydroélectrique a encore affirmé en 2014 son rôle de contributeur important et fiable aux profits et aux flux de trésorerie de la Société, en générant un BAIIA de 42,7 M\$ et une marge bénéficiaire de 73,4 %. La mise en service de la centrale Jamie Creek (Colombie-Britannique) en mai 2014 a spécialement contribué à la croissance des résultats de ce secteur. Celui-ci a affiché des hausses respectives de 3,4 %, 8,2 % et 5,7 % de sa production, de ses produits et de son BAIIA, en dépit de conditions d'hydraulicité généralement moins favorables qu'en 2013 et malgré la faible baisse du prix au marché de l'électricité vendue par les centrales américaines ne bénéficiant pas de contrats de vente d'énergie à prix déterminés et indexés.

Résultats d'exploitation

Production

Au cours de l'exercice 2014, la production du secteur hydroélectrique a totalisé 641 979 MWh par rapport à 621 094 MWh en 2013, cette hausse de 3,4 % étant attribuable à la contribution additionnelle de la centrale de Jamie Creek à partir de la mi-mai 2014. Si l'on exclut cette dernière, la production des centrales existantes a décliné de 3,4 %. Au total, la production du secteur hydroélectrique a été de 6,3 % inférieure aux moyennes historiques.

Au Canada, excluant Jamie Creek, le volume de production a reculé de 5,8 % par rapport à 2013. Incluant Jamie Creek, il a été de 9,1 % inférieur aux moyennes historiques. Le volume de production des centrales américaines a pour sa part été de 3,6 % inférieur aux moyennes historiques, tout en accusant une baisse de 2,0 % sur 2013. Ces replis s'expliquent en majeure partie par le fait que l'exercice 2013 avait donné lieu à des conditions d'hydraulicité exceptionnellement favorables. De plus, certaines centrales américaines ont fait l'objet de travaux qui ont nécessité des temps d'arrêt plus importants qu'en 2013.

Produits

Le secteur hydroélectrique a affiché une hausse de 4,4 M\$, soit de 8,2 % de ses produits, en raison principalement de l'apport de 4,6 M\$ de la centrale Jamie Creek, à un effet de change favorable de 2,3 M\$ dû à la hausse du dollar américain face au dollar canadien et à certains autres éléments de moindre importance, dont une hausse des primes de puissance perçues par certaines centrales. Par contre, l'évolution des produits a été affectée par un effet de volume négatif de 2,1 M\$ résultant de la baisse de la production par rapport aux niveaux particulièrement élevés de 2013, ainsi que par un effet de prix défavorable de 0,6 M\$. Cet effet de prix s'explique en majeure partie par le recul du prix de vente moyen de l'électricité transigé par cinq centrales américaines sur le marché de l'État de New York par rapport à l'année précédente, ainsi que par l'arrivée à échéance, en 2013, du contrat de vente d'énergie dont bénéficiait auparavant la centrale américaine de Middle Falls. Rappelons que le prix au marché de l'électricité, qui est corrélé à celui du gaz naturel, peut connaître des fluctuations significatives d'une période à l'autre.

II A - Analyse des résultats et de la situation financière - IFRS

Sur une base géographique, les centrales canadiennes ont affiché une hausse de 18,3 % de leurs produits en incluant Jamie Creek, mais un recul de 2,5 % en excluant cette dernière. Les produits des centrales américaines ont baissé de 5,6 % en dollars US, c'est-à-dire en excluant l'effet de change, sous l'effet conjugué du recul de leur production et d'une diminution de leur prix de vente moyen.

BAIIA

Le BAIIA du secteur hydroélectrique a augmenté de 2,3 M\$ ou de 5,7 % en raison de l'ajout de Jamie Creek (contribution de 2,6 M\$), de l'effet de change favorable (contribution de 1,8 M\$) et de divers autres facteurs positifs totalisant 0,7 M\$, dont une augmentation des primes de puissance. Cependant, ces gains ont été atténués par les effets de volume et de prix défavorables totalisant 2,7 M\$ discutés préalablement, de même que par une légère augmentation des frais d'entretien des centrales américaines. Les centrales américaines ont ainsi vu leur BAIIA combiné reculer de 6,0 % en dollars US, tandis que le BAIIA des centrales canadiennes a augmenté de 13,3 % en incluant Jamie Creek, mais a été comparable à celui de 2013 en excluant cette dernière.

Règlement d'une éventualité

Suite au règlement intervenu à la fin de février 2015, en lien avec 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*, il a été convenu que le montant net à payer serait d'environ 0,7 M\$ au lieu de la provision enregistrée de 1,0 M\$, ce qui représente donc un impact net favorable de 0,3 M\$ qui sera reconnu au premier trimestre de 2015.

Centrales thermiques

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

	Produits de la vente d'énergie		BAIIA	
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013	27 446		3 010	
Prix	(576)	(2,1) %	(576)	(19,1) %
Volume	1 770	6,4 %	1 746	58,0 %
Effet des taux de change	1 392	5,1 %	206	6,8 %
Coût des matières premières	_	_	1 346	44,7 %
Autres	58	0,2 %	(485)	(16,1) %
Variation	2 644	9,6 %	2 237	74,3 %
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	30 090		5 247	

Résultats d'exploitation

En vertu du mode de fonctionnement de ces centrales, décrit à la rubrique *Saisonnalité* de ce rapport de gestion, celle de Senneterre (Québec) a produit de l'électricité pendant huit mois en 2014, soit de janvier à mars, de juin à septembre ainsi qu'en décembre, par rapport à six mois en 2013. Pour sa part, la centrale de Blendecques (France) a produit de l'électricité pendant cinq mois en 2014, soit de janvier à mars ainsi qu'en novembre et décembre, par apport à six mois en 2013. Rappelons que cette centrale continue néanmoins d'alimenter son client industriel en vapeur lors de l'arrêt saisonnier de sa production d'électricité. Ces calendriers différents de production des deux centrales en 2014 par rapport à 2013 expliquent une bonne partie des variations de leurs résultats.

Production

Le secteur thermique a produit 169 637 MWh d'électricité en 2014, contre 143 369 MWh en 2013, soit une hausse de 18,3 %. Celle-ci est exclusivement attribuable à la centrale de Senneterre qui a vu sa production croître de 35,0 % grâce aux deux mois additionnels de production prévus à son contrat amendé, jumelés à une bonne productivité générale de cette centrale. La centrale de Blendecques a, quant à elle, vu sa production d'électricité diminuer de 20,4 %, dû principalement au mois de production supplémentaire de 2013. Sa production de vapeur a toutefois été de 5,0 % supérieure à celle de 2013.

Produits

Les produits du secteur thermique ont progressé de 2,6 M\$ ou de 9,6 % pour totaliser 30,1 M\$ au cours de l'exercice 2014. Cette hausse est attribuable à la centrale de Senneterre, dont les produits ont augmenté de 2,8 M\$ ou de 29,2 % en raison principalement de l'accroissement de son volume de production discuté précédemment, jumelé à une hausse de ses primes de puissance et à l'indexation de son prix de vente.

Pour sa part, malgré un effet de change favorable de 1,4 M\$, les produits de la centrale de Blendecques ont légèrement reculé. Ceci est dû à la baisse du volume de production et des primes de puissance résultant principalement du fait que cette centrale a opéré un mois de moins qu'en 2013, de même qu'à la diminution des prix de vente moyens de l'électricité et de la vapeur produites par cette centrale. La baisse du prix de l'électricité s'explique par la signature du nouveau contrat de vente d'énergie avec EDF d'une durée de 12 ans, selon des termes moins avantageux que le contrat précédent. Soulignons toutefois que cette entente offre à Boralex l'occasion de réaliser un rendement intéressant sur les investissements de 6 M€ alloués en 2014 à la modernisation de cette centrale. La baisse du prix moyen de la vapeur vendue par la centrale s'explique par le fait que ce prix est corrélé à celui du gaz naturel, lequel a connu une baisse en 2014.

BAIIA

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2014, le BAIIA du secteur thermique a totalisé 5,2 M\$ comparativement à 3,0 M\$ en 2013, soit une hausse de 2,2 M\$ ou de 74,3 %. Celle-ci est attribuable à la centrale de Senneterre dont le BAIIA a plus que doublé par rapport à 2013, grâce à l'accroissement mentionné précédemment de sa production, de ses primes de puissance et de son prix de vente, jumelé à une diminution de 0,8 M\$ du coût de sa matière première. Comme la direction l'avait anticipé, l'entente amendée avec Hydro-Québec, en vertu de laquelle la centrale de Senneterre produit de l'électricité huit mois par année pour les exercices 2014 à 2018 inclusivement, lui permet de bénéficier d'un approvisionnement en résidus de bois de qualité supérieure et à meilleur coût. Ces éléments ont largement compensé l'augmentation de certaines dépenses dont ses frais d'entretien.

Pour sa part, le BAIIA de la centrale de Blendecques a été comparable à celui de 2013, puisque l'effet défavorable de la diminution du prix de vente moyen et des primes de puissance a été entièrement compensé par la baisse de 0,6 M\$ du coût du gaz naturel utilisé par cette centrale ainsi que par un ensemble d'autres facteurs dont un effet de change favorable de 0,2 M\$, un effet de volume favorable de 0,2 M\$ et une diminution des frais d'entretien.

Site solaire

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

	Produits de la vente	d'énergie	BAIIA	
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013	2 712		2 379	
Prix	9	0,3 %	9	0,4 %
Volume	156	5,7 %	156	6,5 %
Effet des taux de change	205	7,6 %	178	7,5 %
Autres	_	_	(88)	(3,7) %
Variation	370	13,6 %	255	10,7 %
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	3 082		2 634	

Résultats d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le seul site solaire actuellement en exploitation de Boralex a produit 6 259 MWh par rapport à 5 945 MWh en 2013, en raison principalement d'un taux d'irradiation généralement meilleur qu'en 2013. Ceci a généré des produits additionnels de 0,2 M\$ qui, couplés à l'effet de change favorable de 0,2 M\$, a fait augmenter les produits annuels du site de 0,4 M\$, soit de 13,6 % par rapport à l'exercice précédent. Pour les mêmes raisons, le BAIIA du site solaire a affiché une hausse de 0,3 M\$ ou de 10,7 % pour se chiffrer à 2,6 M\$. Ceci représente une marge bénéficiaire de 85,5 % pour l'exercice 2014, comparativement à 87,7 % en 2013.

Depuis sa mise en service à la mi-juin 2011, le premier site solaire de Boralex a satisfait les attentes de la direction en termes de productivité et de rentabilité. Malgré que la production a augmenté en 2014, il faut prévoir une diminution progressive de la productivité des équipements solaires, cette situation étant un phénomène normal dans le cycle de vie de ce genre de site de production. 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.

Situation de trésorerie

(en milliers de \$)	2014	2013
Marge brute d'autofinancement	53 681	50 916
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(2 020)	8 350
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	51 661	59 266
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(364 105)	(158 383)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	259 218	110 866
Trésorerie des activités abandonnées	3 122	2 054
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	556	4 001
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(49 548)	17 804
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	75 394	124 942

Conformément à la tendance observée depuis quelques années, les flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2014 mettent en lumière la solide capacité d'autofinancement de la Société, résultat de sa concentration accrue sur les activités assorties de contrats de vente d'énergie à prix déterminés et indexés et générant des marges bénéficiaires supérieures. En outre, ils témoignent de la volonté de la Société d'accroître la valeur pour ses actionnaires, notamment par le versement de dividendes totalisant 19,9 M\$ en 2014 et surtout, par le développement et l'optimisation de sa base d'actifs énergétiques. En 2014 en effet, la Société a investi près de 600 M\$ dans son expansion, incluant l'acquisition d'immobilisations et d'entreprises, l'accroissement de sa participation dans les Coentreprises et les frais de développement. Au 31 décembre 2014, la Société avait ainsi accru sa puissance installée en exploitation de 44 % par rapport à décembre 2013 en plus de se doter d'un bassin considérable de projets en développement.

Activités d'exploitation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la marge brute d'autofinancement de Boralex s'est établie à 53,7 M\$ ou 1,40 \$ par action (de base), par rapport à 50,9 M\$ ou 1,35 \$ par action en 2013. Faisant abstraction des éléments hors caisse des résultats nets des deux exercices, l'augmentation de 2,8 M\$ de la marge brute d'autofinancement est principalement attribuable à la hausse du BAIIA et des *Autres gains*, qui ont été compensé partiellement par l'augmentation des paiements liés aux charges financières et par l'effet de change.

La variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation a utilisé des liquidités de 2,0 M\$ (par rapport à une génération de fonds de 8,4 M\$ en 2013). L'utilisation de fonds pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 s'explique principalement par l'augmentation des frais payés d'avance dû à la hausse des frais de maintenance pour les sites éoliens en Ontario et en France tel que stipulé au contrat.

Ainsi, les activités d'exploitation ont généré des flux de trésorerie totaux nets de 51,7 M\$ au cours de l'exercice 2014, par rapport à 59,3 M\$ l'année précédente.

Activités d'investissement

Au cours de l'exercice 2014, les activités d'investissement ont requis des fonds au montant total de 364,1 M\$ déduction faite des liquidités nettes de 7,3 M\$ puisées à même l'encaisse affectée, notamment pour la construction de la centrale hydroélectrique Jamie Creek et du parc éolien de La Vallée et de 22,0 M\$ du produit de disposition de la vente d'actifs disponibles à la vente. La plus grosse part de ce montant, soit 188,9 M\$, a servi à l'acquisition, en date du 18 décembre 2014, de la totalité des actions de la société française Enel Green Power France S.A.S., auparavant filiale en propriété exclusive d'Enel Green Power International B.V. Les avantages de cette acquisition sont décrits sous la rubrique *Stratégie de croissance et principaux développements des trois derniers exercices* de ce rapport de gestion.

En outre, une somme de 167,7 M\$ a été affectée à l'acquisition d'immobilisations corporelles. Les principaux investissements en immobilisations de l'année 2014 se détaillent comme suit :

- 139,8 M\$ dans le développement du secteur éolien (excluant la part de Boralex de 84,0 M\$ des investissements alloués aux Coentreprises), dont un montant total de 82,6 M\$ pour les projets Témiscouata I et II et une somme totalisant 54,2 M\$ pour les projets français Fortel-Bonnières, St-François et La Vallée;
- 14,9 M\$ pour la construction de la centrale hydroélectrique de Jamie Creek (Colombie-Britannique) et pour la mise à niveau de celle de Buckingham (Québec) ;
- 8,2 M\$ pour la modernisation de la centrale au gaz naturel de Blendecques (France); et
- 4,8 M\$ pour le maintien et l'amélioration des infrastructures sectorielles et corporatives existantes.

II A – Analyse des résultats et de la situation financière – IFRS

Les autres investissements de l'exercice 2014 ont requis des fonds de 36,7 M\$ dont, principalement :

- 13,3 M\$ pour accroître la participation de Boralex dans les Coentreprises, soit 7,2 M\$ dans la Coentreprise Phase I, 3,4 M\$ dans la Coentreprise Phase II et 2,7 M\$ dans la Coentreprise au Danemark;
- 7,9 M\$ en acquisitions du site éolien français Calmont;
- 6,9 M\$ dans les divers projets de développement de la Société, notamment le projet éolien Témiscouata II au Québec;
- 6,8 M\$ dans le fonds de réserve en marge des projets éoliens français ; et
- 1,4 M\$ pour acquérir 27 % du capital-actions de CelluFuel Inc.

Activités de financement

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, les activités de financement ont généré des liquidités totales nettes de 259,2 M\$, incluant une augmentation de 589,0 M\$ des emprunts courants et non courants, diminuée des remboursements de 84,6 M\$ sur les emprunts non courants et de 233,3 M\$ sur l'emprunt assumé lors de l'acquisition d'entreprise de BEV en décembre 2014.

Nouveaux financements

Le 27 juin 2014, Boralex a refinancé son crédit rotatif pour un montant de 130,0 M\$, en remplacement de son crédit rotatif de 60,0 M\$ échéant le 30 juin 2014. Cette hausse de son crédit rotatif a conféré à la Société une flexibilité financière accrue afin de poursuivre son développement. Le nouveau crédit rotatif est d'une durée initiale de quatre ans et est renouvelable annuellement par la suite. Au 31 décembre 2014, un montant de 110,6 M\$ a été tiré au comptant sur cette facilité de crédit.

En décembre 2014, en marge de l'acquisition de BEV, le crédit rotatif a fait l'objet d'une nouvelle augmentation de 45,0 M\$, portant sa limite à 175,0 M\$, assortie d'une nouvelle clause accordéon de 50,0 M\$.

Toujours en marge de l'acquisition de BEV, Boralex a mis en place en décembre 2014 un financement à long terme de 180,0 M€ (254,7 M\$) composé d'un prêt à terme sans recours d'une durée de 15 ans à un taux annuel d'environ 2,5 %. En outre, la facilité à terme sans recours prévoit qu'une troisième tranche d'un montant de 25 M€ pourra être prélevée après la clôture de l'acquisition aux fins de financement d'une distribution à l'actionnaire d'EGP France, une fois que certaines conditions seront remplies. En décembre 2014, un montant de 170,0 M€ a été tiré (241,7 M\$) sur ce prêt. Boralex a également conclu une facilité de crédit-relais de 100,0 M\$ qui fut remboursée en janvier 2015 par le produit de la vente du placement par voie de prise ferme d'actions ordinaires de Boralex décrit à la rubrique Événements subséquents présentée plus loin dans ce rapport de gestion.

Enfin, au cours de l'exercice 2014, Boralex a contracté pour 136,7 M\$ de nouveaux emprunts non courants (net des frais de financement), principalement pour la construction des sites éoliens français Fortel-Bonnières et St-François ainsi que des sites éoliens canadiens Témiscouata I et II.

Remboursements

Le 27 juin 2014, Boralex a remboursé un billet canadien de 35,0 M\$ qui venait à échéance en juillet 2014. En plus de ce billet, la Société a également remboursé 49,6 M\$ de dettes non courantes dans le cours normal de ses activités au cours de l'exercice 2014, portant à 84,6 M\$ le total des remboursements de l'année.

Dividendes et autres

En 2014, la Société a déboursé un total de 19,9 M\$ pour verser à ses actionnaires quatre dividendes trimestriels de 0,13 \$ par action chacun. La Société a aussi distribué 2,1 M\$ à son partenaire européen qui détient une participation d'environ 25 % des opérations européennes dans la filiale Boralex Europe S.A., établie au Luxembourg.

Par ailleurs, Boralex a encaissé 5,2 M\$ sous forme d'injection de capital par les MRCs de Témiscouata et de La Côte-de-Beaupré, ses partenaires dans deux projets éoliens en cours de développement au Québec, ainsi que 4,9 M\$ suite à l'exercice d'options d'achat d'actions détenues par des dirigeants.

Activités abandonnées

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les activités abandonnées ont généré des liquidités de 3,1 M\$ provenant principalement de la vente de RECs de ses anciennes centrales américaines alimentées aux résidus de bois, comparativement à 2,1 M\$ à la même période en 2013. Notons que 2014 est la dernière année pour laquelle Boralex recevra des montants en accord avec cette entente.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

L'ensemble des mouvements de trésorerie de l'exercice 2014 a diminué de 49,5 M\$ le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, lequel se chiffrait à 75,4 M\$ au 31 décembre 2014, par rapport à 124,9 M\$ au 31 décembre 2013.

Situation financière

Le tableau suivant présente un extrait condensé des états consolidés de la situation financière :

(en milliers de \$)	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
ACTIF		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	75 394	124 942
Encaisse affectée	12 459	19 366
Divers actifs courants	71 345	49 072
ACTIFS COURANTS	159 198	193 380
Immobilisations corporelles	1 215 411	799 213
Immobilisations incorporelles	254 007	257 058
Goodwill	134 044	49 890
Divers actifs non courants	155 299	123 186
ACTIFS NON COURANTS	1 758 761	1 229 347
TOTAL DE L'ACTIF	1 917 959	1 422 727
PASSIF		
PASSIFS COURANTS	265 377	158 785
Emprunts non courants	989 087	578 914
Divers passifs non courants	327 176	298 894
PASSIFS NON COURANTS	1 316 263	877 808
TOTAL DU PASSIF	1 581 640	1 036 593
CAPITAUX PROPRES		
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	336 319	386 134
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	1 917 959	1 422 727

Sommaire des principales variations

Les changements survenus dans l'état de la situation financière de Boralex entre les 31 décembre 2013 et 2014 s'expliquent principalement par les investissements ainsi que leur financement, décrits à la rubrique précédente, relativement à l'importante expansion du portefeuille énergétique de la Société, en particulier, l'acquisition des 12 sites en exploitation de BEV en décembre 2014 ainsi que la mise en service de quatre sites éoliens et d'une centrale hydroélectrique au cours de l'exercice. Il est à noter que la majeure partie de l'expansion de 2014 ayant été réalisée à la toute fin de l'exercice, elle n'a donc que très partiellement contribué aux résultats annuels et que le crédit-relais mis en place pour financer une partie de cette acquisition a été refinancé par une émission d'actions en janvier 2015.

Actif

L'actif total de Boralex s'est accru de 495,2 M\$, soit de 34,8 % pour s'établir à 1 918,0 M\$ en date du 31 décembre 2014, comparativement à 1 422,7 M\$ au 31 décembre 2013.

Les *Actifs non courants* ont notamment augmenté de 529,4 M\$ en raison principalement des mises en service de nouveaux actifs et de l'acquisition de BEV. Cette expansion a eu pour effet particulier d'accroître la valeur des *Immobilisations corporelles* de 416,2 M\$ (nette de l'amortissement de la période) et le *Goodwill* de 84,2 M\$. D'ailleurs, le *Goodwill* de 134,0 M\$ inclut la totalité de l'écart d'acquisition survenu lors de l'acquisition de BEV. Ceci reflète la détermination préliminaire du prix d'achat. Boralex finalisera cette allocation d'ici la fin de 2015 et donc le goodwill sera réalloué aux actifs intangibles qui seront identifiés, tels des contrats de vente d'énergie.

Le total des actifs courants, pour sa part, a diminué de 34,2 M\$ en raison de la baisse de 49,5 M\$ de la trésorerie et des équivalents de trésorerie discutée à la rubrique précédente et de l'utilisation d'un montant net de 6,9 M\$ de l'encaisse affectée aux divers projets de la Société. Le poste *Divers actifs courants* a augmenté de 22,3 M\$ reflétant principalement l'augmentation de 17,5 M\$ des *Clients et autres débiteurs* liée à l'expansion de la base d'exploitation de la Société.

Au 31 décembre 2014, le fonds de roulement de Boralex accusait un déficit de 106,2 M\$ pour un coefficient de 0,59:1, ce qui s'explique par l'inclusion dans les passifs courants du crédit-relais de 100 M\$ contracté en marge de l'acquisition de BEV, lequel fut remboursé le 12 janvier 2015 à même le produit de l'émission d'actions ordinaires de Boralex décrit plus loin à la rubrique Événements subséquents.

Excluant le crédit-relais, le coefficient de fonds de roulement de la Société au 31 décembre 2014 se trouvait pratiquement en équilibre, soit à 0,96:1, comparativement à 1,22:1 au 31 décembre 2013.

Dette totale et capitaux propres

Au 31 décembre 2014, si l'on exclut le crédit-relais mentionné précédemment, qui a été remboursé en janvier 2015, la dette totale de la Société, composée des *Emprunts non courants* incluant leur part à moins d'un an, ainsi que de la composante « passif » des *Débentures convertibles*, se chiffrait à 1 294,1 M\$ par rapport à 892,5 M\$ au 31 décembre 2013 dû au financement de l'acquisition de BEV et des divers projets de développement de la Société. Sur une base géographique, en excluant le crédit-relais, au 31 décembre 2014, 37 % des emprunts non courants de la Société étaient au Canada, 54 % en France et 9 % aux États-Unis, par rapport à 40 %, 46 % et 14 % respectivement en date du 31 décembre 2013.

De plus, au 31 décembre 2014, Boralex détenait pour ses projets en construction un montant de 193,4 M\$ de dette contractée mais non encore tirée.

L'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, s'établissait à 995,0 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 529,4 M\$ au 31 décembre 2013. En excluant les emprunts non courants tirés sur les projets en construction, l'endettement net s'établissait à 956,3 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 492,2 M\$ au 31 décembre 2013.

Par ailleurs, le total des capitaux propres a diminué de 49,8 M\$ au cours de l'exercice 2014, passant de 386,1 M\$ au 31 décembre 2013 à 336,3 M\$ au 31 décembre 2014. Par conséquent, le coefficient d'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, est passé de 46,2 % au 31 décembre 2013 à 63,2 % au 31 décembre 2014. En excluant les emprunts non courants tirés sur les projets en construction, le coefficient d'endettement net est passé de 44,4 % au 31 décembre 2013 à 62,8 % au 31 décembre 2014.

Renseignements sur les titres de capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2014, le capital-actions de Boralex consistait en 38 424 430 actions de catégorie A émises et en circulation (37 767 855 au 31 décembre 2013) et le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 1 566 871, dont 1 169 343 pouvant être levées. Au cours de l'exercice 2014, 26 118 actions ont été émises dans le cadre de la conversion de 3 178 débentures et 630 457 actions ont été émises suite à l'exercice d'options d'achat d'actions détenues par des dirigeants. Au 31 décembre 2014, Boralex avait 2 443 367 débentures convertibles émises et en circulation (2 446 545 au 31 décembre 2013). Depuis leur émission en 2010, sur une base cumulative, 8 133 débentures ont été converties en 65 758 actions.

Entre le 1^{er} janvier 2015 et le 9 mars 2015, 9 517 495 nouvelles actions ont été émises, dont 9 505 000 dans le cadre du placement par voie de prise ferme du 12 janvier, 1 188 dans le cadre de la conversion de débentures et 11 307 dans le cadre de levées d'options d'achat d'actions.

Opérations entre apparentés

La Société détient une entente de gestion avec R.S.P. Hydro inc., une entité dont deux des trois actionnaires sont Richard et Patrick Lemaire, administrateurs de la Société. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les produits provenant de cette entente se sont élevés à 0,5 M\$ (0,6 M\$ pour la période correspondante en 2013).

La Société détient un contrat de consultation d'une durée de quatre ans avec Bernard Lemaire, un administrateur de Cascades, société exerçant une influence notable sur la Société. Ce contrat est de 0,1 M\$ par année et a débuté en mai 2013.

Cascades fournit différents services à la Société de nature informatique, ingénierie, transport, entretien et réparations de bâtiment. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ces services se sont élevés à 0,6 M\$ (1,1 M\$ pour la période correspondante en 2013).

Opérations avec les Coentreprises

Coentreprise phase I

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, le résultat net de la Coentreprise phase I a constitué un revenu de 12,3 M\$ (une perte de 2,8 M\$ en 2013) (la quote-part pour Boralex étant de 6,1 M\$ (perte de 1,4 M\$ en 2013)). De plus, l'amortissement de la perte latente sur les instruments financiers a généré une dépense de 2,7 M\$ (0,7 M\$ en 2013). Donc, au cours de l'exercice 2014, la Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises a constitué un profit de 3,4 M\$ (perte de 2,1 M\$ en 2013).

De plus, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, Boralex a refacturé pour 1,1 M\$ de salaires, frais de gestion et autres frais à cette coentreprise dans le cadre de l'exploitation du parc éolien (2,6 M\$ en 2013).

Coentreprise phase II

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, le résultat net de la Coentreprise phase II a constitué une perte de 0,1 M\$ (perte négligeable en 2013) (la quote-part de Boralex étant négligeable en 2014 et en 2013). Boralex a refacturé pour 1,7 M\$ de salaires et frais de gestion à cette coentreprise dans le cadre de la construction du parc éolien (0,5 M\$ en 2013).

Participations dans les Coentreprises

En juin 2011 et en mai 2013, Boralex et son partenaire à part égale dans le développement des deux premières phases de 272 MW et 68 MW respectivement des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré, au Québec, ont créé les Coentreprises phases I et II dans les quelles chacun des deux partenaires détient une participation de 50 %. En vertu des normes IFRS, l'investissement de la Société dans les Coentreprises phases I et II apparaît à la ligne *Participations dans les Coentreprises* de l'état consolidé de la situation financière et les participations de la Société dans les résultats des Coentreprises phases I et II sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et apparaît sur une ligne distincte intitulée *Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises* à l'état consolidé des résultats de Boralex.

Compte tenu de la nature stratégique et de l'importance des actifs et des résultats que ces parcs éoliens génèrent, la direction de Boralex a jugé pertinent d'ajouter une section intitulée *Consolidation proportionnelle* au présent rapport de gestion annuel, dans laquelle les résultats des Coentreprises phases I et II sont traités comme s'ils étaient consolidés proportionnellement. L'ajout de cette section vise à faciliter la compréhension des investisseurs quant aux retombées concrètes des décisions stratégiques et opérationnelles prises par la Société.

L'acquisition de 50 % des actions d'un développeur danois, que Boralex a conclu en juillet 2014 représente également un investissement dans une coentreprise. À l'heure actuelle, le projet en développement est présenté à l'état consolidé de la situation financière dans le compte *Participations dans les Coentreprises* selon les IFRS et sous le poste *Autres actifs non courants* selon la consolidation proportionnelle. Dans l'éventualité que ce projet se réalise, il sera inclus dans cette section de consolidation proportionnelle si le pourcentage de détention des actions devait rester le même.

Le terme utilisé pour clairement identifier ces chiffres est « consolidation proportionnelle »; ceux-ci sont réconciliés aux sections Mesures non conformes aux IFRS et Conciliations entre IFRS et Consolidation proportionnelle.

Saisonnalité

		Périodes de troi	s mois closes les		Exercice clos le
(en milliers de \$, sauf les données en MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	31 mars 2014	30 juin 2014	30 septembre 2014	31 décembre 2014	31 décembre 2014
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Sites éoliens	381 389	255 728	203 769	370 742	1 211 629
Centrales hydroélectriques	123 587	223 702	139 938	154 752	641 979
Centrales thermiques	71 116	18 521	45 909	34 092	169 637
Site solaire	1 185	2 042	1 952	1 080	6 259
	577 277	499 993	391 568	560 666	2 029 504
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens	47 948	31 264	24 042	44 913	148 168
Centrales hydroélectriques	13 996	17 622	12 236	14 312	58 166
Centrales thermiques	12 976	3 885	5 660	7 569	30 090
Site solaire	602	1 021	945	514	3 082
	75 522	53 792	42 883	67 308	239 506
BAIIA					
Sites éoliens	41 161	24 626	17 466	36 846	120 096
Centrales hydroélectriques	10 167	14 002	8 816	9 730	42 715
Centrales thermiques	4 572	(1 101)	588	1 188	5 247
Site solaire	491	902	850	391	2 634
	56 391	38 429	27 720	48 155	170 692
Corporatif et éliminations	(4 634)	(6 252)	(4 439)	(8 731)	(24 053)
	51 757	32 177	23 281	39 424	146 639
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	7 048	(5 069)	(9 551)	(7 011)	(14 582)
Activités abandonnées	839	785	312	716	2 652
	7 887	(4 284)	(9 239)	(6 295)	(11 930)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,19\$	(0,13) \$	(0,25)\$	(0,18) \$	(0,38) 9
Activités abandonnées	0,02 \$	0,02 \$	0,01 \$	0,02 \$	0,07 \$
	0,21 \$	(0,11) \$	(0,24) \$	(0,16) \$	(0,31) 9
RÉSULTAT NET PAR ACTION DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	0,18 \$	(0,13) \$	(0,25)\$	(0,18) \$	(0,38) 9
Activités abandonnées	0,02 \$	0,02 \$	0,01 \$	0,02 \$	0,07 \$
	0,20 \$	(0,11) \$	(0,24) \$	(0,16) \$	(0,31) 9
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT					
En dollars	36 568	12 200	7 577	22 008	78 353
Par action (de base)	0,96\$	0,32 \$	0,20 \$	0,57 \$	2,05 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	37 980 635	38 346 572	38 390 851	38 411 980	38 283 988

II B - Analyse des résultats et de la situation financière - Consolidation proportionnelle

dractions en circulation) 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 2013 80 202 Centrales thermiques 1079 1 788 2098 980 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites écliens 23 598 20 384 11 822 31 676 28 Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 25 20 384 4 687 6 976 20 20 384 4 11 222 31 676 8 8 4 687 6 976 2 20 384 4 18 22 31 676<			Périodes de trois	mois closes les	1	Exercice clos le
Sites éoliens 191 028 166 992 96 921 249 276 70 Centrales hydroélectriques 148 473 197 923 131 786 142 912 62 Centrales thermiques 70 879 7 191 33 851 31 448 14 Site solaire 1 079 1 788 2 098 980 1 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites éoliens 23 598 20 384 11 822 31 676 8 Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 5 Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 Site solaire 479 798 966 469 BAHA Site soliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Centrales thermiqu						31 décembre 2013
Centrales hydroelectriques 148 473 197 923 131 786 142 912 62 Centrales thermiques 70 879 7 191 33 851 31 448 14 Site solaire 1 079 1 788 2 098 980 14 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites éoliens 23 598 20 384 11 822 31 676 8 Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 5 Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 Site solaire 479 798 966 469 BAIIA Sites éoliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales hydroélectriques 3 63 69 28 607 15 181 35 602 11 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 33 315 <td>ODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td>	ODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Centrales thermiques 70 879 7 191 33 851 31 448 14 Site solaire 1 079 1 788 2 098 980 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites éoliens 23 598 20 384 11 822 31 676 8 Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 5 Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 Site solaire 479 798 966 469 Entrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Sites éoliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 3 63 28 607 15 181 35 602 11 Corporatif et éliminations 3 0 369 28 607 15 181 35 602 11 Centrales thermiques 3 0 30 31 35 23 965 13 180	es éoliens	191 028	166 992	96 921	249 276	704 217
Site solaire 1 079 1 788 2 098 980 PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites éoliens 23 598 20 384 11 822 31 676 8 Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 5 Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 Site solaire 479 798 966 469 17 BAIIA 50 736 40 141 28 651 51 867 17 BAIIA 50 736 40 141 28 651 51 867 17 BAIIA 50 736 40 141 28 651 51 867 17 BAIIA 50 736 40 141 28 651 51 867 17 BAIIA 50 736 40 141 28 651 51 867 17 BAIIA 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales hydroélec	ntrales hydroélectriques	148 473	197 923	131 786	142 912	621 094
Ali 459 373 894 264 656 424 616 147	ntrales thermiques	70 879	7 191	33 851	31 448	143 369
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE Sites écliens 23 598 20 384 11 822 31 676 88	esolaire	1 079	1 788	2 098	980	5 945
Sites écliens 23 598 20 384 11 822 31 676 8 Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 5 Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 Site solaire 479 798 966 469 BAIIA Sites écliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (3 City de éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (3 RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE 3 909 (1 783) (8 489) 394 6 Activités poursuivies 3 909 (1 783) (8 489) 394 6 Activités abandonnées 161 622 917 74 <t< td=""><td></td><td>411 459</td><td>373 894</td><td>264 656</td><td>424 616</td><td>1 474 625</td></t<>		411 459	373 894	264 656	424 616	1 474 625
Centrales hydroélectriques 14 113 15 691 11 206 12 746 5 Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 Site solaire 479 798 966 469 BAIIA 50 736 40 141 28 651 51 867 17 BAIIA Sites éoliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 26 Site solaire 36 369 28 607 15 181 35 602 11 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (7 RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 3 909 (1 783) (8 489) 394 40 Activités abandonnées 161 622 917 74 400 (1 161) (7 572) 468 400 (0,05) \$ (0,02) \$ 0,01 \$ <	ODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Centrales thermiques 12 546 3 268 4 657 6 976 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2	es éoliens	23 598	20 384	11 822	31 676	87 481
Site solaire 479 798 966 469 BAIIA Sites écliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (3 054) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 909 (1 783) (8 489) 394 6 Activités abandonnées 161 622 917 74 Activités poursuivies 4 070 (1 161) (7 572) 468 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 4 070 (1 161) (7 572) 468 Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	ntrales hydroélectriques	14 113	15 691	11 206	12 746	53 756
Sites éoliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6	ntrales thermiques	12 546	3 268	4 657	6 976	27 446
BAIIA Sites éoliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 000) Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 000) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 909 (1 783) (8 489) 394 (6 000) Activités abandonnées 161 622 917 74 (1 000) (1 161) (7 572) 468 (1 000) RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 1 000) (1 1 000) (1 1 000) (1 1 000)	esolaire	479	798	966	469	2 712
Sites éoliens 20 035 16 439 7 347 26 136 6 Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 909 (1 783) (8 489) 394 (6 Activités poursuivies 3 909 (1 783) (8 489) 394 (6 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 4 070 (1 161) (7 572) 468 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX (0,05) \$ (0,02) \$ 0,01 \$		50 736	40 141	28 651	51 867	171 395
Centrales hydroélectriques 11 284 12 532 7 595 9 002 4 68 Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 070) Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 070) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 3 909 (1 783) (8 489) 394 6 000 Activités abandonnées 161 622 917 74 6 000 6 000 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	IIA					
Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 07) Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 07) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 905 13 180 31 376 10 07 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 161 622 917 74 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	es éoliens	20 035	16 439	7 347	26 136	69 957
Centrales thermiques 4 668 (1 070) (614) 26 Site solaire 382 706 853 438 Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 07) Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 07) RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX 3 905 13 180 31 376 10 07 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 161 622 917 74 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	ntrales hydroélectriques	11 284	12 532	7 595	9 002	40 413
36 369 28 607 15 181 35 602 11		4 668	(1 070)	(614)	26	3 010
Corporatif et éliminations (3 054) (4 642) (2 001) (4 226) (1 33 315 23 965 13 180 31 376 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10	e solaire	382	706	853	438	2 379
33 315 23 965 13 180 31 376 10		36 369	28 607	15 181	35 602	115 759
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 3 909 (1 783) (8 489) 394 Activités abandonnées 161 622 917 74 4 070 (1 161) (7 572) 468 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	rporatif et éliminations	(3 054)	(4 642)	(2 001)	(4 226)	(13 923)
AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 3 909 (1 783) (8 489) 394 Activités abandonnées 161 622 917 74 4 070 (1 161) (7 572) 468 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$		33 315	23 965	13 180	31 376	101 836
Activités abandonnées 161 622 917 74 4 070 (1 161) (7 572) 468 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$						
4 070 (1 161) (7 572) 468 RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	Activités poursuivies	3 909	(1 783)	(8 489)	394	(5 966)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$	Activités abandonnées	161	622	917	74	1 774
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX Activités poursuivies 0,10 \$ (0,05) \$ (0,22) \$ 0,01 \$		4 070	(1 161)	(7 572)	468	(4 192)
Activités abandonnées 0,01 \$ 0,02 \$ 0,02 \$ —	Activités poursuivies	0,10\$	(0,05) \$	(0,22) \$	0,01 \$	(0,16) \$
	Activités abandonnées	0,01 \$	0,02 \$	0,02 \$	_	0,05 \$
0,11 \$ (0,03) \$ (0,20) \$ 0,01 \$		0,11 \$	(0,03) \$	(0,20) \$	0,01 \$	(0,11) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT*	ARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT*					
En dollars 22 806 17 624 (5 333) 16 086 5	En dollars	22 806	17 624	(5 333)	16 086	51 180
Par action (de base) 0,60 \$ 0,47 \$ (0,14) \$ 0,43 \$	Par action (de base)	0,60 \$	0,47 \$	(0,14) \$	0,43 \$	1,36 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base) 37 735 065 37 740 004 37 748 196 37 757 835 37 74	mbre moven nondéré d'actions en circulation (de base)	37 735 065	37 740 004	37 748 196	37 757 835	37 745 345

^{*} En 2013, la date prévue pour le paiement des intérêts sur les débentures convertibles de 8,3 M\$ étant le 30 juin, un dimanche, ces derniers ont été déboursés le prochain jour ouvrable, soit le 2 juillet 2013.

Faits saillants financiers

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$, sauf les données en MWh, par action et le nombre d'actions en circulation)	2014	2013	2014	2013
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Sites éoliens	370 742	249 276	1 211 629	704 217
Centrales hydroélectriques	154 752	142 912	641 979	621 094
Centrales thermiques	34 092	31 448	169 637	143 369
Site solaire	1 080	980	6 259	5 945
	560 666	424 616	2 029 504	1 474 625
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	200 000	121 010	202,001	1 1, 1 020
Sites éoliens	44 913	31 676	148 168	87 481
Centrales hydroélectriques	14 312	12 746	58 166	53 756
Centrales thermiques	7 569	6 976	30 090	27 446
Site solaire	514	469	3 082	2 712
	67 308	51 867	239 506	171 395
BAIIA				
Sites éoliens	36 846	26 136	120 096	69 957
Centrales hydroélectriques	9 730	9 002	42 715	40 413
Centrales thermiques	1 188	26	5 247	3 010
Site solaire	391	438	2 634	2 379
	48 155	35 602	170 692	115 759
Corporatif et éliminations	(8 731)	(4 226)	(24 053)	(13 923)
	39 424	31 376	146 639	101 836
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(7 011)	394	(14 582)	(5 966)
Activités abandonnées	716	74	2 652	1 774
	(6 295)	468	(11 930)	(4 192)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,18) \$	0,01 \$	(0,38) \$	(0,16)\$
Activités abandonnées	0,02 \$	_	0,07 \$	0,05 \$
	(0,16) \$	0,01 \$	(0,31) \$	(0,11) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT				
En dollars	22 008	16 086	78 353	51 180
Par action (de base)	0,57 \$	0,43 \$	2,05 \$	1,36 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	38 411 980	37 757 835	38 283 988	37 745 345

Données relatives aux résultats d'exploitation

	Exercices clos les 31 décembre		
(en milliers de \$, sauf les données par action et le nombre d'actions en circulation)	2014	2013	2012
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)	2 029 504	1 474 625	1 521 421
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE	239 506	171 395	181 440
BAIIA	146 639	101 836	98 238
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies	(14 582)	(5 966)	(8 836)
Activités abandonnées	2 652	1 774	3 721
	(11 930)	(4 192)	(5 115)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies	(0,38) \$	(0,16)\$	(0,24) \$
Activités abandonnées	0,07 \$	0,05 \$	0,10 \$
	(0,31) \$	(0,11) \$	(0,14) \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT			
En dollars	78 353	51 180	47 665
Par action (de base)	2,05 \$	1,36 \$	1,26 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (de base)	38 283 988	37 745 345	37 729 137

Données relatives à l'état de la situation financière

	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de \$)	2014	2013	2012
Total de l'actif	2 288 750	1 791 440	1 323 164
Emprunts*	1 477 020	977 993	593 660
Débentures convertibles	232 977	229 578	226 299
Total du passif	1 952 948	1 405 660	980 795
Total des capitaux propres	335 802	385 780	342 369

^{*} Incluant les emprunts non courants, le crédit-relais de 100 M\$ et la part à moins d'un an des emprunts. Le crédit-relais a été remboursé suite à l'émission d'actions qui a eu lieu en janvier 2015.

Analyse des résultats d'exploitation de la période de trois mois close le 31 décembre 2014

Consolidé

Au niveau consolidé, la consolidation proportionnelle des résultats des Coentreprises phases I et II et ce, tant pour le quatrième trimestre que pour l'ensemble de l'exercice 2014, se reflète essentiellement au niveau du volume de production, des produits, du BAIIA et de la marge brute d'autofinancement. Elle a très peu d'effet sur le résultat net par rapport à la méthode IFRS de la mise en équivalence.

Dans le tableau suivant, qui présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014, l'effet de la consolidation proportionnelle est principalement observable aux postes *Mises en service* et *Volume* :

	Produits de la vente d'énergie		BAIIA	
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2013	51 867		31 376	
Mises en service*	14 090	27,2 %	11 326	36,1 %
Exploitation de BEV**	2 107	4,1 %	1 023	3,3 %
Prix	(651)	(1,3) %	(651)	(2,1) %
Volume	(771)	(1,5) %	(745)	(2,4) %
Primes de puissance	397	0,8 %	397	1,3 %
Effet des taux de change	354	0,7 %	269	0,9 %
Coût des matières premières	_	_	458	1,5 %
Entretien	_	_	46	0,1 %
Développement - prospection	_	_	951	3,0 %
Développement - frais d'acquisition de BEV	_	_	(5 340)	(17,0) %
Autres	(85)	(0,2) %	314	1,0 %
Variation	15 441	29,8 %	8 048	25,7 %
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014	67 308		39 424	
Frais d'acquisition reliés à l'acquisition de BEV	_		5 340	17,0 %
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014 - AJUSTÉ	67 308		44 764	

^{*}Mise en service du site éolien La Vallée (France) en décembre 2013, de la Coentreprise phase I (Canada) en novembre et décembre 2013, de la centrale hydroélectrique de Jamie Creek en mai 2014, du site éolien Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014, de la Coentreprise phase II (Canada) en décembre 2014 et du site éolien Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

Résultats d'exploitation du quatrième trimestre terminé le 31 décembre 2014

La Coentreprise phase I a été mise en service de façon progressive entre les 28 novembre et 10 décembre 2013, si bien qu'elle n'a participé que pendant moins d'un mois aux résultats du quatrième trimestre de 2013, par rapport à la totalité du quatrième trimestre de 2014. De plus, sa mise en service et les premières semaines de son rodage en 2013 ont eu lieu dans des conditions climatiques difficiles, marquées pas un important épisode de givre. Par conséquent, sur une base de consolidation proportionnelle, en plus du plein effet de la mise en service de cet important site, l'analyse comparative des résultats du quatrième trimestre de 2014 comporte aussi un effet de volume favorable par rapport à la même période en 2013. Pour sa part, la Coentreprise phase II ayant été mise en service au début de décembre 2014, son apport sur une base de consolidation proportionnelle se retrouve uniquement au poste *Mises en service*.

Production

Au cours du quatrième trimestre de 2014, la part de 50 % de Boralex dans la production des Coentreprises phases I et II a représenté 125 141 MWh comparativement à 22 081 MWh au quatrième trimestre de 2013. Notons qu'en plus de la participation de la phase I pour la totalité du quatrième trimestre et l'ajout de la phase II à partir de décembre 2014, environ 12 % de l'augmentation de la production des Coentreprises est attribuable à une hausse organique du volume produit par la phase I.

Pour le quatrième trimestre de 2014, la consolidation proportionnelle de la production des Coentreprises représente un apport additionnel de 28,7 % par rapport à la production totale de Boralex calculée selon la méthode de la mise en équivalence en IFRS. Incluant sa quote-part dans les Coentreprises, la production totale de la Société au quatrième trimestre de 2014 a ainsi augmenté de 32,0 % par rapport au même trimestre en 2013 (comparativement à une croissance de 8,2 % selon IFRS).

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

Produits

La part de Boralex dans les produits des Coentreprises s'est chiffrée à 13,6 M\$ au quatrième trimestre de 2014, comparativement à 2,4 M\$ à la même période en 2013. En plus des produits additionnels de 9,8 M\$ générés par la mise en service des deux sites, cette hausse s'explique en partie par un effet de volume favorable de près de 1,5 M\$ attribuable à la Coentreprise phase I.

La consolidation proportionnelle des résultats des Coentreprises représente un ajout de 25,4 % aux produits trimestriels de Boralex par rapport à IFRS. Incluant sa quote-part dans les Coentreprises, les produits totaux de la Société au quatrième trimestre de 2014 ont augmenté de 29,8 % par rapport au même trimestre en 2013 (comparativement à une croissance de 8,4 % selon IFRS).

BAIIA

_		Périodes de trois mois closes les 31 décembre		
(en milliers de \$)	2014	2013		
BAIIA (IFRS)	30 058	29 039		
Moins : Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises phases I et II Plus : BAIIA Coentreprises phases I et II	2 570 11 965	(329) 2 069		
Autres	(29)	(61)		
BAIIA (Consolidation proportionnelle)	39 424	31 376		

Au dernier trimestre de 2014, la part de Boralex dans le BAIIA des Coentreprises s'est chiffrée à 12,0 M\$ comparativement à 2,1 M\$ en 2013, cette hausse de 9,9 M\$ étant attribuable en majeure partie aux mises en service des deux sites, ainsi qu'à l'effet de volume de 1,5 M\$ discuté précédemment.

Comme l'illustre le tableau ci-dessus, la consolidation proportionnelle a un effet favorable net de 9,4 M\$, soit de 31,2 %, sur le BAIIA consolidé du quatrième trimestre de 2014 par rapport à IFRS. Cet écart s'explique principalement par l'élimination du poste *Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises* phases I et II, lequel comprend des éléments non liés au BAIIA des Coentreprises tels les frais d'amortissement et les charges financières, et par l'ajout du BAIIA des Coentreprises.

En vertu de la consolidation proportionnelle, méthode que la direction juge plus représentative de la performance réelle des actifs de Boralex, le BAIIA consolidé du quatrième trimestre a affiché une hausse de 8,0 M\$ ou de 25,7 % sur la même période en 2013, comparativement à une hausse de 1,0 M\$ % ou de 3,5 % selon la méthode de mise en équivalence en IFRS.

Résultat net

Tenant compte de l'amortissement, des charges financières, des autres éléments et de l'impôt sur le résultat, la consolidation proportionnelle des résultats des Coentreprises phases I et II a eu une incidence presque nulle sur le résultat net attribuable aux actionnaires et aucune incidence sur le résultat net par action.

Éolien

Pour le secteur éolien, l'impact de la consolidation proportionnelle se reflète au niveau du volume de production, des produits et du BAIIA. Il est concentré principalement au poste *Mises en service* qui, en plus de la contribution additionnelle des sites français Vron, La Vallée et Fortel-Bonnières ainsi que du site québécois Témiscouata I, inclut 50 % de la production, des produits et du BAIIA générés par la mise en service progressive de la Coentreprise phase I vers la fin du quatrième trimestre de 2013, ainsi que par la mise en service de la Coentreprise phase II en décembre 2014. De plus, comme il est expliqué à la rubrique précédente, l'augmentation de la productivité de la phase I en décembre 2014 par rapport à décembre 2013 a généré un effet de volume favorable.

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA pour la période de trois mois close le 31 décembre 2014 :

	Produits de la vente d'énergie		BAIIA		
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%	
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2013	31 676		26 136		
Mises en service*	12 880	40,7 %	11 235	43,0 %	
Exploitation de BEV**	2 107	6,7 %	1 023	3,9 %	
Prix	138	0,4 %	138	0,5 %	
Volume	(1 615)	(5,1) %	(1 615)	(6,1) %	
Effet des taux de change	(175)	(0,6) %	(150)	(0,6) %	
Entretien	_	_	(44)	(0,2) %	
Autres	(98)	(0,3) %	123	0,5 %	
Variation	13 237	41,8 %	10 710	41,0 %	
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2014	44 913		36 846		

^{*} Mise en service du site La Vallée (France) en décembre 2013, de la Coentreprise phase I (Canada) en novembre et décembre 2013, du site Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014, de la Coentreprise phase II (Canada) en décembre 2014 et du site Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

Production

Au cours du quatrième trimestre de 2014, en incluant la part de 125 141 MWh de Boralex dans la production des Coentreprises phases I et II (22 081 MWh au quatrième trimestre de 2013), le secteur éolien a affiché un hausse de 48,7 % de sa production, comparativement à une croissance de 8,1 % selon la méthode de mise en équivalence en IFRS. De plus, la consolidation proportionnelle représente un apport additionnel de 51,0 % par rapport à la production éolienne totale calculée selon IFRS.

Produits

Sur la même base de comparaison, en incluant la part de 13,6 M\$ de Boralex dans les produits des Coentreprises au quatrième trimestre de 2014 (2,4 M\$ à la même période en 2013), le secteur éolien affiche une hausse de 41,8 % de ses produits, comparativement à une croissance de 6,7 % selon IFRS. La consolidation proportionnelle a aussi pour effet d'augmenter les produits trimestriels du secteur éolien de 43,6 % par rapport à IFRS.

BAIIA

		Périodes de trois mois closes les 31 décembre		
(en milliers de \$)	2014	2013		
BAIIA (IFRS)	28 123	24 279		
Moins : Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises phases I et II	3 242	212		
Plus : BAIIA Coentreprises phases I et II	11 965	2 069		
BAIIA (Consolidation proportionnelle)	36 846	26 136		

Au dernier trimestre de 2014, la part de Boralex de 12,0 M\$ dans le BAIIA des Coentreprises (2,1 M\$ en 2013) s'est traduite par une hausse de 40,9 % du BAIIA de ce secteur par rapport à la même période en 2013 selon la méthode de consolidation proportionnelle (comparativement à une hausse de 15,8 % selon la méthode de mise en équivalence en IFRS).

En effet, comme l'illustre le tableau ci-dessus, la consolidation proportionnelle a un impact favorable net de 8,7 M\$, soit de 31,0 %, sur le BAIIA sectoriel du quatrième trimestre de 2014 par rapport à IFRS. Rappelons que cet écart s'explique principalement par l'élimination du poste *Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises* phases I et II, lequel comprend des éléments non liés au BAIIA des Coentreprises dont les frais d'amortissement et les charges financières, et par l'ajout du BAIIA des Coentreprises.

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

Analyse des résultats d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2014

Consolidé

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :

Produits de la vente d'énergie		BAIIA	
(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
171 395		101 836	
57 346	33,4	% 47 058	46,2 %
2 107	1,2	% 1 023	1,0 %
(764)	(0,4)	% (764)	(0,8) %
1 833	1,1	% 1 809	1,8 %
281	0,2	% 281	0,3 %
7 356	4,2	% 4 542	4,4 %
_	_	1 346	1,3 %
_	_	(600)	(0,6) %
_	_	155	0,2 %
_	_	(5 340)	(5,2) %
(48)	_	(4 707)	(4,6) %
68 111	39,7	% 44 803	44,0 %
239 506		146 639	
		5 340	5,2 %
239 506		151 979	
	(en milliers de \$) 171 395 57 346 2 107 (764) 1 833 281 7 356 — — — — — — — — — — — — — — — — — — —	(en milliers de \$) % 171 395 57 346 33,4 2 107 1,2 (764) (0,4) 1 833 1,1 281 0,2 7 356 4,2	(en milliers de \$) % (en milliers de \$) 171 395 101 836 57 346 33,4 % 47 058 2 107 1,2 % 1 023 (764) (0,4) % (764) 1 833 1,1 % 1 809 281 0,2 % 281 7 356 4,2 % 4 542 — (600) — 155 — (5 340) (48) — (4 707) 68 111 39,7 % 44 803 239 506 146 639 — 5 340

^{*}Mise en service du parc éolien Vron (France) en septembre 2013, du site éolien La Vallée (France) en décembre 2013, de la Coentreprise phase I (Canada) en novembre et décembre 2013, de la centrale hydroélectrique de Jamie Creek en mai 2014, du site éolien Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014, de la Coentreprise phase II (Canada) en décembre 2014 et du site éolien Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

Résultats d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2014

La Coentreprise phase I a été pleinement opérante pendant la totalité de l'exercice 2014, par rapport à une partie du quatrième trimestre seulement en 2013, tandis que la Coentreprise phase II n'a participé qu'aux résultats du mois de décembre du quatrième trimestre de 2014.

Production

La part de Boralex dans la production des Coentreprises phases I et II a totalisé 425 632 MWh en 2014, par rapport à 22 081 MWh en 2013. Bien qu'elle soit essentiellement attribuable aux mises en service, une légère portion de cette variation résulte de l'effet de volume favorable enregistré par la Coentreprise phase I.

Pour l'ensemble de l'exercice 2014, la consolidation proportionnelle de la production des Coentreprises représente un apport additionnel de 26,5 % par rapport à IFRS. Incluant sa quote-part dans les Coentreprises, la production totale de la Société en 2014 a ainsi augmenté de 37,6 % sur 2013 (comparativement à une croissance de 10,4 % selon IFRS).

Produits

La part de Boralex dans les produits des Coentreprises a totalisé 46,1 M\$ en 2014, comparativement à 2,4 M\$ en 2013. La presque totalité de cette hausse provient de la mise en service des deux sites, jumelée à l'effet de volume favorable de 1,5 M\$ attribuable à la Coentreprise phase I.

La consolidation proportionnelle des produits des Coentreprises représente un ajout de 23,8 % aux produits annuels de Boralex calculés selon IFRS. Sur la base de la consolidation proportionnelle, les produits totaux de la Société au cours de l'exercice 2014 ont augmenté de 39,7 % par rapport 2013 (comparativement à une croissance de 14,4 % selon IFRS).

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

BAIIA

	Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013
BAIIA (IFRS)	110 543	98 137
Moins : Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises phases I et II	3 426	(2 116)
Plus : BAIIA Coentreprises phases I et II	39 684	1 937
Autres	(162)	(354)
BAIIA (Consolidation proportionnelle)	146 639	101 836

Au cours de l'exercice 2014, la part de Boralex dans le BAIIA des Coentreprises a totalisé 39,7 M\$ comparativement à 1,9 M\$ en 2013, dû aux mises en service des deux sites et à l'effet de volume favorable de 1,5 M\$.

Comme l'illustre le tableau du BAIIA, la consolidation proportionnelle a un effet favorable net de $36,1\,$ M\$, soit de $32,7\,$ %, sur le BAIIA consolidé de $2014\,$ par rapport à IFRS. Toujours en vertu de la consolidation proportionnelle, le BAIIA consolidé de $2014\,$ a affiché une hausse de $44,8\,$ M\$, soit de $44,0\,$ % sur celui en 2013, comparativement à une hausse de $12,4\,$ M\$ % ou de $12,6\,$ % selon IFRS.

Résultat net

La consolidation proportionnelle des résultats des Coentreprises phases I et II a eu une légère incidence défavorable de 0,2 M\$ sur le résultat net attribuable aux actionnaires, soit de 0,01 \$ par action.

Éolien

Le tableau suivant présente les principaux écarts dans les produits de la vente d'énergie et le BAIIA pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :

	Produits de la vent	e d'énergie	BAIIA	
	(en milliers de \$)	%	(en milliers de \$)	%
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013	87 481		69 957	
Mises en service*	52 737	60,3 %	44 416	63,5 %
Exploitation de BEV**	2 107	2,4 %	1 023	1,5 %
Prix	440	0,5 %	440	0,6 %
Volume	1 984	2,3 %	1 984	2,8 %
Effet des taux de change	3 481	4,0 %	2 677	3,8 %
Entretien	_	_	(351)	(0,5) %
Autres	(62)	(0,1) %	(50)	_
Variation	60 687	69,4 %	50 139	71,7 %
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014	148 168		120 096	

^{*} Mise en service du parc éolien Vron (France) en septembre 2013, du site La Vallée (France) en décembre 2013, de la Coentreprise phase I (Canada) en novembre et décembre 2013, du site Fortel-Bonnières (France) en octobre et novembre 2014, de la Coentreprise phase II (Canada) en décembre 2014 et du site Témiscouata I (Canada) en décembre 2014.

La Coentreprise phase I a été pleinement opérante pendant la totalité de l'exercice 2014, par rapport à moins du tiers du quatrième trimestre en 2013, tandis que la Coentreprise phase II n'a participé qu'aux résultats du mois de décembre du quatrième trimestre de 2014.

Production

Pour le secteur éolien, la consolidation proportionnelle de la part de Boralex dans la production des Coentreprises phases I et II totalisant 425 632 MWh au cours de l'exercice 2014 (22 081 MWh en 2013) représente un apport additionnel de 54,2 % comparativement aux données IFRS. Incluant la quote-part dans les Coentreprises, la production totale du secteur éolien en 2014 a ainsi augmenté de 72,1 % sur 2013 (comparativement à une croissance de 15,2 % selon IFRS).

Produits

La consolidation proportionnelle de la part de Boralex dans les produits des Coentreprises, au montant de 46,1 M\$ en 2014 (2,4 M\$ en 2013) représente un ajout de 45,2 % aux produits annuels du secteur éolien calculés selon IFRS. Sur la base de la consolidation proportionnelle, les produits totaux du secteur au cours de l'exercice 2014 ont augmenté de 69,4 % par rapport 2013 (comparativement à une croissance de 19,9 % selon IFRS).

BAIIA

	Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013
BAIIA (IFRS)	86 511	66 594
Moins : Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises phases I et II Plus : BAIIA Coentreprises phases I et II	6 099 39 684	(1 426) 1 937
This . Dimir cochacpines places fer in	37 001	1,0,
BAIIA (Consolidation proportionnelle)	120 096	69 957

Au cours de l'exercice 2014, la consolidation proportionnelle de la part de 39,7 M\$ de Boralex dans le BAIIA des Coentreprises (1,9 M\$ en 2013) a un effet favorable net de 33,6 M\$, soit de 38,8 %, sur le BAIIA sectoriel de 2014 par rapport à IFRS. Toujours en vertu de la consolidation proportionnelle, le BAIIA du secteur éolien de 2014 a affiché une hausse de 71,6 % sur celui 2013, comparativement à une hausse de 29,9 % selon IFRS.

La direction de Boralex est satisfaite des résultats obtenus à ce jour par ces sites de grande envergure, dont la productivité augure favorablement pour l'avenir.

^{**} Acquisition de 12 parcs éoliens en exploitation en France le 18 décembre 2014, d'une puissance de 186 MW.

Situation de trésorerie

En vertu de la consolidation proportionnelle, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'exercice 2014 affichent une augmentation totale de 50,6 M\$ par rapport à la méthode de mise en équivalence en IFRS, laquelle se détaille comme suit :

- une hausse de 24,7 M\$ de la marge brute d'autofinancement provenant principalement de l'ajout du BAIIA des Coentreprises phases I et II, diminuée des paiements liés aux charges financières des Coentreprises; et
- une hausse de 25,9 M\$ des fonds générés par la variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation, en raison principalement par la réception au troisième trimestre d'un remboursement de 25,8 M\$ d'Hydro-Québec pour les coûts encourus en marge de la construction du poste de transformation et du réseau collecteur de la Coentreprise phase I.

Pour leur part, les fonds requis par les activités d'investissements affichent une augmentation de 39,9 M\$, soit principalement un montant supplémentaire de 83,9 M\$ alloué à l'acquisition de nouvelles immobilisations, net du recours à l'encaisse affectée à cette fin de 33,4 M\$ et à l'élimination du poste Augmentation de la participation dans les Coentreprise.

Enfin, les flux de trésorerie générés par les activités de financement sont inférieurs de 1,9 M\$ par rapport à IFRS, dû principalement au fait que les versements sur les emprunts non courants des Coentreprises ont été légèrement supérieurs aux nouveaux emprunts contractés par ces dernières.

Au total, la consolidation proportionnelle a ainsi pour effet d'ajouter 11,5 M\$ à la trésorerie et équivalents de trésorerie en date du 31 décembre 2014.

Situation financière

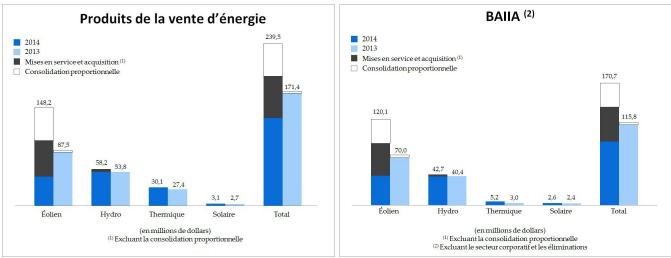
Au niveau du bilan, les principales variations produites par la consolidation proportionnelle sont les suivantes :

- une augmentation de 339,8 M\$ ou de 19,3 % du total des actifs non courants, essentiellement attribuable à une hausse de 428,9 M\$ de la valeur des immobilisations corporelles, en partie compensée par l'élimination du poste *Participations dans les Coentreprises* au montant de 91,5 M\$;
- une augmentation de 31,0 M\$ ou de 19,1 % du total des actifs courants, dont 18,8 M\$ au niveau du total de l'encaisse affectée et de la trésorerie et équivalents de trésorerie, ainsi que 12,2 M\$ au poste Clients et autres débiteurs ;
- une augmentation de 344,5 M\$ ou de 26,2 % du total des passifs non courants, incluant principalement une hausse de 296,2 M\$ des emprunts non courants et une hausse des revenus différés de 30,4 M\$; et
- une augmentation de 26,8 M\$ du total des passifs courants, constituée principalement de la part à moins d'un an des emprunts non courants.

Ainsi, selon la méthode de la consolidation proportionnelle, les liquidités disponibles à court terme (incluant la trésorerie et équivalents de trésorerie et l'encaisse affectée) atteignent 106,7 M\$ au 31 décembre 2014, comparativement à 87,9 M\$ selon IFRS.

Répartitions sectorielle et géographique des résultats des activités poursuivies des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013

Répartition sectorielle



Le texte suivant décrit l'évolution sectorielle des produits et du BAIIA de l'exercice clos le 31 décembre 2014 par rapport à la l'exercice de 2013.

Éolien

Au cours l'exercice de 2014, les produits de ce secteur ont affiché une croissance de 69,4 % par rapport à l'année précédente, faisant passer sa participation aux produits consolidés de 51,1 % en 2013 à 61,9 % en 2014. La forte progression des produits de ce secteur s'explique essentiellement par l'expansion de sa base d'actifs, dont :

- la mise en service de 176 MW (part nette de Boralex) vers la fin de 2013 (Coentreprise phase I et sites français Vron et La Vallée);
- la mise en service de 80 MW (part nette de Boralex) additionnels au quatrième trimestre de 2014 (site français Fortel-Bonnières et sites canadiens Coentreprise phase II et Témiscouata I); et
- l'acquisition en France, en date du 18 décembre 2014, des 12 sites éoliens en exploitation totalisant 186 MW de BEV.

Le BAIIA du secteur éolien pour l'exercice 2014 a affiché une hausse de 71,6 % sur l'exercice 2013, si bien que sa participation au BAIIA consolidé (avant éléments corporatifs et éliminations) est passée de 60,4 % en 2013 à 70,4 % en 2014, renforçant sa position de plus important générateur de BAIIA de Boralex. Ce secteur affiche également une marge de BAIIA supérieure à la moyenne des actifs globaux de Boralex, soit de l'ordre de 81,0 % en 2014 (80,0 % en 2013). Compte tenu du plein impact à partir de 2015 de l'acquisition de BEV réalisée à la toute fin de 2014, des projets éoliens en cours de développement représentant une puissance contractée additionnelle totale de 146 MW et de l'importante réserve de projets éoliens potentiels s'offrant à Boralex, l'apport prépondérant de ce secteur à la rentabilité d'exploitation de la Société est appelé à s'accentuer au cours des trimestres et des années à venir, favorisant la solidité de sa marge bénéficiaire moyenne.

Hydroélectrique

Les produits de ce secteur ont augmenté de 8,2 % entre les deux exercices comparatifs. Tenant compte de l'expansion importante du secteur éolien, sa contribution aux produits consolidés est toutefois passée de 31,4 % en 2013, à 24,3 % en 2014. Par ailleurs, le BAIIA du secteur hydroélectrique a progressé de 5,7 % par rapport à 2013, si bien qu'il a représenté 25,0 % du BAIIA consolidé (avant corporatif et éliminations), comparativement à 34,9 % en 2013, en raison principalement du poids relatif plus important du secteur éolien. La marge de BAIIA du secteur hydroélectrique en pourcentage de ses produits est quant à elle passée de 75,2 % en 2013 à 73,4 % en 2014.

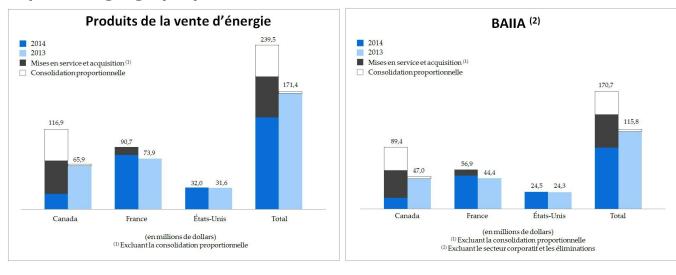
Thermique

Les produits du secteur thermique ont augmenté de 9,5 % entre les deux exercices comparatifs. Ce secteur a compté pour 12,6 % des produits consolidés de 2014, par rapport à 16,0 % en 2013, en raison principalement de l'expansion du secteur éolien. Par ailleurs, le BAIIA du secteur thermique a progressé de 73,3 % par rapport à 2013, en raison principalement de la bonne performance de la centrale de Senneterre (Québec). Ce secteur a ainsi compté pour 3,0 % du BAIIA consolidé (avant corporatif et éliminations) comparativement à 2,6 % l'année précédente. Quant à sa marge de BAIIA, elle est passée de 10,9 % en 2013 à 17,3 % en 2014.

Solaire

L'unique site solaire de Boralex a généré un BAIIA de 2,6 M\$ sur des produits de 3,1 M\$ en 2014, ce qui représente une marge de BAIIA de 83,9 %, comparativement à un BAIIA de 2,4 M\$ sur des produits de 2,7 M\$ en 2013, soit une marge de 88,9 %. Le secteur solaire, qui ne représente pour l'instant qu'une part marginale du portefeuille énergétique de Boralex, a ainsi généré 1,2 % des produits et 1,6 % du BAIIA consolidé (avant corporatif et éliminations) au cours de l'exercice 2014.

Répartition géographique



Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la répartition géographique des produits de la vente d'énergie de Boralex a été comme suit :

- 48,8 % au Canada, par rapport à 38,5 % en 2013 ;
- 37,9 % en France, par rapport à 43,1 % en 2013 ; et
- 13,3 % aux États-Unis, par rapport à 18,4 % en 2013.

L'augmentation importante de la part relative des produits générés par les actifs canadiens s'explique surtout par la mise en service de la Coentreprise phase I en décembre 2013, ainsi que par celles de la Coentreprise phase II et de Témiscouata I en décembre 2014. La diminution du poids relatif du marché européen, malgré la mise en service des sites Vron, La Vallée et Fortel-Bonnières ainsi que l'acquisition de BEV à la fin de 2014, s'explique par la forte expansion des actifs canadiens. Toutefois, le plein impact de BEV à partir de 2015 aura pour effet d'équilibrer davantage les produits générés en France et au Canada. La pondération plus importante du marché canadien, ainsi que la baisse de la production et du prix de vente moyen des centrales hydroélectriques américaines, expliquent la diminution du poids relatif des produits réalisés aux États-Unis.

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 et le coefficient d'endettement net comme mesures de performance. La direction est d'avis que ces mesures représentent des indicateurs financiers largement utilisés par les investisseurs pour évaluer la performance 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 consolidés audités, mais n'ont pas un sens normalisé prescrit par les IFRS; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent des mesures de performance portant des noms similaires.

Cette section présente également le BAIIA, la marge brute d'autofinancement et le coefficient d'endettement net selon la Consolidation proportionnelle, en vertu de laquelle les résultats des Coentreprises phases I et II sont traités comme s'ils étaient consolidés proportionnellement plutôt que d'être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence requise par les IFRS. Étant donné que c'est sur la base de la consolidation proportionnelle que Boralex collige l'information sur laquelle elle fonde ses analyses internes et ses décisions stratégiques et opérationnelles, la direction a jugé pertinent d'intégrer ces chiffres afin de faciliter la compréhension des investisseurs quant aux retombées concrètes des décisions prises par la Société. De plus, des tableaux de conciliation sont inclus qui concilient les données conformes aux IFRS avec celles présentées en fonction de la consolidation proportionnelle.

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, est présenté dans le tableau suivant :

IFRS				
		e trois mois 1 décembre	Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013
Résultat net	(5 661)	1 040	(11 089)	(3 711)
Résultat net des activités abandonnées	(716)	(74)	(2 652)	(1 774)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(523)	1 624	(854)	537
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	6 031	(69)	8 187	(742)
Perte (Gain) de change	15	(530)	406	(788)
Charges financières	15 926	13 061	58 097	50 693
Dépréciation des immobilisations corporelles	_	_	_	266
Autres gains	(846)	_	(1 962)	(232)
Amortissement	15 832	13 987	60 410	53 888
BAIIA	30 058	29 039	110 543	98 137
Frais d'acquisition reliés à l'acquisition de BEV	5 340	_	5 340	
BAIIA AJUSTÉ	35 398	29 039	115 883	98 137

Consolidation proportionnelle				
	Périodes de closes les 3	e trois mois 1 décembre	Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013
Résultat net	(5 691)	979	(11 252)	(4 065)
Résultat net des activités abandonnées	(716)	(74)	(2 652)	(1 774)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(523)	1 624	(854)	537
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	5 938	(1 309)	8 192	(553)
Perte (Gain) de change	17	(521)	410	(700)
Charges financières	20 975	15 082	77 787	52 861
Dépréciation des immobilisations corporelles	_	_	_	266
Autres gains	(1 192)	_	(3 272)	(232)
Amortissement	20 616	15 595	78 280	55 496
BAIIA	39 424	31 376	146 639	101 836
Frais d'acquisition reliés à l'acquisition de BEV	5 340	_	5 340	_
BAIIA AJUSTÉ	44 764	31 376	151 979	101 836

Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

IFRS				
	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(6 265)	529	(11 767)	(3 838)
Perte nette sur instruments financiers non désignés. net d'impôts	5 067	_	5 067	_
Frais d'acquisition et autres reliés à l'acquisition de BEV, net d'impôts	4 315	_	4 315	_
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX - AJUSTÉ	3 117	529	(2 385)	(3 838)

Consolidation proportionnelle						
	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre			
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013		
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(6 295)	468	(11 930)	(4 192)		
Perte nette sur instruments financiers non désignés. net d'impôts	5 067	_	5 067	_		
Frais d'acquisition et autres reliés à l'acquisition de BEV, net d'impôts	4 315	_	4 315	_		
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX - AJUSTÉ	3 087	468	(2 548)	(4 192)		

Marge brute d'autofinancement

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 elle 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 :

IFRS				
	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	3 204	2 712	51 661	59 266
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(10 779)	(12 610)	(2 020)	8 350
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	13 983	15 322	53 681	50 916
Frais d'acquisition reliés à l'acquisition de BEV	5 340	_	5 340	_
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT - AJUSTÉE	19 323	15 322	59 021	50 916

Consolidation proportionnelle				
	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	9 454	17 130	102 265	59 878
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(12 554)	1 044	23 912	8 698
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	22 008	16 086	78 353	51 180
Frais d'acquisition reliés à l'acquisition de BEV	5 340	_	5 340	_
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT - AJUSTÉE	27 348	16 086	83 693	51 180

Coefficient d'endettement net

La Société définit l'endettement net comme suit :

	IFRS		Consolidation proportionnelle		
	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013	
Emprunts non courants	989 087	578 914	1 285 258	855 484	
Part à moins d'un an des emprunts	172 044	84 034	191 762	122 509	
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	21 713	10 737	39 252	30 714	
Moins:					
Crédit-relais*	100 000	_	100 000	_	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	75 394	124 942	86 845	127 541	
Encaisse affectée	12 459	19 366	19 814	60 126	
Endettement net	994 991	529 377	1 309 613	821 040	
Endettement net excluant les emprunts non courants tirés sur					
les projets en construction	956 311	492 166	1 270 933	771 891	

 $^{^{*}}$ Le crédit-relais a été exclu de l'endettement net puisqu'il s'agit d'un financement temporaire.

La Société définit sa capitalisation totale aux livres comme suit :

	IFRS		Consolidation proportionnelle		
	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013	
Total des capitaux propres	336 319	386 134	335 802	385 780	
Crédit-relais	100 000	_	100 000	_	
Endettement net	994 991	529 377	1 309 613	821 040	
Débentures convertibles	232 977	229 578	232 977	229 578	
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, nets de l'amortissement cumulé	2 765	3 522	2 765	3 522	
Impôts différés reliés aux débentures convertibles	5 158	5 158	5 158	5 158	
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles	(10 942)	(7 982)	(10 942)	(7 982)	
Capitalisation totale aux livres	1 661 268	1 145 787	1 975 373	1 437 096	

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

	IFRS		Consolidation proportionnelle		
	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013	
Endettement net	994 991	529 377	1 309 613	821 040	
Capitalisation totale aux livres	1 661 268	1 145 787	1 975 373	1 437 096	
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET	59,9 %	46,2 %	66,3 %	57,1 %	
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET, excluant les emprunts non courants tirés sur les projets en construction*	58,9 %	44,4 %	65,6 %	55,6 %	

^{*} Compte tenu de la croissance importante au cours des derniers exercices qui s'est effectuée par l'ajout de puissance contractée à long terme et de dettes à taux fixes, la portion des emprunts non courants tirés sur les projets en développement a été exclue.

Instruments financiers

Risque de change

La Société génère des liquidités en devises étrangères dans l'exploitation de ses centrales situées en France et aux États-Unis. La Société réduit dans un premier temps le risque au maximum car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Donc, le risque se situe sur les liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère. Dans ce contexte et compte tenu de l'importante acquisition de BEV réalisée en décembre 2014, Boralex a conclu une série de contrats de change à terme pour une portion d'environ 75% des euros dont elle anticipe le rapatriement d'ici janvier 2025. De plus, elle a fixé le taux de change sur la somme de $15,1\ M\mathbb{e}$ à recevoir sur l'actif détenu en vue de la vente d'un parc éolien de $10\ M\mathbb{W}$ et sur le montant additionnel de $25,0\ M\mathbb{e}$ qui sera émis sur la dette projet lorsque les conditions suspensives seront rencontrées.

En ce qui concerne les flux de trésorerie générés aux États-Unis, la direction considère qu'ils ne représentent pas un risque significatif pour l'instant. Une stratégie de couverture pourrait être établie dans le futur au moment opportun.

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 2014, les centrales françaises et canadiennes, ainsi que celles de Hudson Falls et South Glens Falls aux États-Unis possèdent des contrats à long terme de vente d'énergie dont la très grande majorité sont assujettis de clauses d'indexation partielle ou complète en fonction de l'inflation. Conséquemment, seulement 23 MW ou 2 % de la puissance installée de Boralex est assujettie à ce risque.

Risque de taux d'intérêt

Selon IFRS, en date du 31 décembre 2014, environ 41 % des emprunts non courants émis portent intérêts à taux variable, excluant le crédit rotatif. Si les taux augmentaient de façon importante dans les années futures, cela pourrait affecter les liquidités disponibles pour le développement des projets de la Société. Cependant, puisque la Société utilise des swaps de taux d'intérêt et des contrats à terme de taux d'intérêt, son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt est réduite à seulement 9 % de la dette totale en IFRS et 8 % en consolidation proportionnelle.

IFRS					
Au 31 décembre					
2014		Notionnel a	ctuel	Juste vale	eur
2014	Devise	(devise d'origine)	(\$CAD)	(devise d'origine)	(\$CAD)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	244 852	343 723	(22 264)	(31 254)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	142 514	142 514	(34 116)	(34 116)
Contrats de change à terme	Euro	139 000	195 128	1 479	2 075
			681 365		(63 295)

Consolidation proportionnel	le				
Au 31 décembre 2014		Notionnel a	ctuel	Juste vale	ur
2014	Devise	(devise d'origine)	(\$CAD)	(devise d'origine)	(\$CAD)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	244 852	343 723	(22 264)	(31 254)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	383 667	383 667	(50 868)	(50 868)
Contrats de change à terme	Euro	139 000	195 128	1 479	2 075
			922 518		(80 047)

La Société n'a pas l'intention de transiger ces instruments, car elle les a conclus dans le but de réduire son risque lié à la variation des taux d'intérêt et de taux de change 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'intérêt à terme ou les taux de change ont subi une baisse et ne remet pas en question l'efficacité de l'instrument dans la stratégie de gestion du risque.

Une portion significative des swaps financiers de taux d'intérêt en devise canadienne, qui ont une valeur notionnelle de 120 M\$ et une juste valeur négative de 28,5 M\$ était désignée comme couverture de projets éventuels au Canada. Comme ces projets ne se sont pas réalisés, ils ne sont plus désignés. La direction à l'intention de redésigner ces swaps à d'autres projets en développement. La quasi-totalité des autres contrats se qualifient à la comptabilité de couverture.

Engagements et éventualités

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la Société a conclu les engagements suivants :

Contrats de vente d'énergie - Centrales en exploitation

Canada

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 2054. 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 hydroélectriques québécoises (à l'exception de la centrale Forces Motrices St-François dont le prix est indexé selon un taux fixe annuel), le taux d'indexation ne devrait pas être plus bas que 3 % ni plus élevé que 6 %.

France

Pour les sites éoliens, la centrale thermique et 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.

États-Unis

Aux États-Unis, en vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2029 la totalité de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique Middle Falls. Le contrat prévoit un prix correspondant à 90 % des taux marché.

Pour les centrales hydroélectriques américaines South Glens Falls et Hudson 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 :

	South Glens Falls \$ US/MWh	Hudson Falls \$ US/MWh
2015 - 2017	84,94 – 86,65	82,85–80,58
2018 - 2024	86,65	48,27
2025	121,79 ou marché*	48,27
2026 et après	121,79 ou marché*	56,28 ou marché*

^{*} 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.

Contrats de vente d'énergie - Projets en développement

Canada

Pour les projets éoliens Côte-de-Beaupré et Témiscouata II, la Société possède des contrats de vente d'énergie d'une durée de 20 ans. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et seront indexé annuellement.

France

Pour les projets éoliens St-François, Calmont et Comes de l'Arce, la Société possède des contrats de vente d'énergie d'une durée de 15 ans. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et le prix de vente sera indexé annuellement.

Contrats de construction - Centrales en exploitation

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats de construction	1 085	_	_	1 085

Canada

- a) Pour la centrale hydroélectrique de Buckingham, la Société a conclu un contrat pour les travaux de réparation de la centrale afin de se conformer à la Loi sur la sécurité des barrages.
- b) Pour le site éolien Témiscouata I et la centrale hydroélectrique de Jamie Creek, la Société a conclu des contrats pour des travaux civils.

Contrats d'achat et de construction - Projets en développement

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats d'achat et de construction	179 287	_	_	179 287

Canada

- a) Pour le projet éolien Témiscouata II, la Société a conclu un contrat d'achat et d'installation d'éoliennes, un contrat d'ingénierie et étude électrique, ainsi qu'un contrat de construction du poste de transformation et du bâtiment de commande.
- b) Pour le projet éolien Côte-de-Beaupré, la Société a conclu un contrat d'achat et d'installation d'éoliennes, ainsi qu'un contrat pour la construction des routes, des fondations et pour des travaux électriques.

France

- a) Pour le projet éolien St-François, la Société a conclu un contrat d'achat et d'installation d'éoliennes.
- b) Pour les projets éoliens Calmont et Comes de l'Arce, la Société a conclu des contrats pour l'achat et l'installation d'éoliennes et la construction du réseau de raccordement.

Contrats d'entretien

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats d'entretien	17 634	36 841	23 478	77 953

Canada

- a) Pour les sites éoliens Thames River, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 12 ans échéant en 2022. Ces contrats ont une option de résiliation, au gré de la Société, après cinq ans.
- b) Pour le site éolien Témiscouata I, la Société a conclu un contrat d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2029. Ce contrat a une option de résiliation, au gré de la Société, après 5 ans.
- c) Pour le projet éolien Témiscouata II, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2030. Ce contrat a une option de résiliation, au gré de la Société, après 7 ans.

France

- a) Pour les sites en exploitation en France, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes. Les contrats ont des durées initiales d'entre deux et 15 ans.
- b) Pour les projets éoliens St-François et Comes de l'Arce, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 5 ans échéant en 2020.

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
ontrats de location de terrains	3 064	17 539	33 851	54 454

Canada

- a) Pour les sites éoliens Thames River, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de baux d'une durée de 20 ans. Ces baux sont renouvelables une seule fois au gré de la Société pour la même durée.
- b) Pour les 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, nécessaire à leur l'exploitation. 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.

France

Les terrains sur lesquels sont implantées les sites éoliens et le site solaire en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient entre 11 et 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.

États-Unis

a) Pour la centrale de Middle Falls, la Société loue le terrain où est située la centrale à Niagara Mohawk Power Corporation (« NMPC ») en vertu d'un bail échéant en 2029. À partir de 2014, le loyer est variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.

b) La Société loue à NMPC le terrain sur lequel sont situées ses installations hydroélectriques américaines, South Glens Falls et Hudson Falls. Les baux viennent à échéance à l'expiration des contrats de vente d'énergie soit 2034 et 2035, respectivement. Les charges locatives relatives aux paiements de loyers non conditionnels sont constatées aux résultats 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 10,0 M\$ US (centrale de Hudson Falls) et de 5,0 M\$ US (centrale de South Glens Falls).

Éventualité

Canada

Depuis janvier 2011, O'Leary Funds Management LP et al. poursuit la Société en Cour supérieure du Québec. Cette procédure allègue que le regroupement d'entreprises intervenu le 1^{er} novembre 2010 entre Boralex et le Fonds est illégal et, par conséquent, demande le paiement de dommages et intérêts s'élevant à près de 6,7 M\$ (la poursuite initiale était pour un montant de près de 14,4 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, dans le cadre de sa défense, une demande reconventionnelle de plus de 1,4 M\$.

Autre

Canada

Les centrales hydroélectriques situées au Québec sont sujettes à l'application de la *Loi sur la sécurité des barrages*. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages devront se conformer à certains critères définis dans cette loi. En ce qui concerne la centrale de Buckingham, la Société prévoit investir plus de 8,0 M\$ en 2015 pour 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.

Quote-part de Boralex dans les engagements des Coentreprises phase I et II

		Paiements				
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total		
Ententes de service	617	2 591	12 805	16 013		
Contrats d'entretien	2 734	20 995	1 466	25 195		
Contrats de location de terrain	957	3 972	16 072	21 001		
Total	4 308	27 558	30 343	62 209		

Contrats de vente d'énergie

Les Coentreprises se sont engagés à vendre la totalité de leur production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats d'une durée de 20 ans échéant en 2033 et 2034. Une portion du prix de ces contrats possède une indexation annuelle, selon l'évolution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »).

Ententes de service

Boralex, aux termes de contrats de service signés avec les Coentreprises phases I et II, sera l'opérateur des parcs éoliens et sera chargé de fournir l'exploitation, l'entretien et l'administration du site. Les contrats d'une durée de 21 ans viennent à l'échéance en 2033 et 2034. Les montants à payer en vertu de ces ententes sont limitées aux frais d'exploitation et d'entretien et comprennent des frais de gestion fixes et variables. Les frais de gestion fixes sont indexés annuellement selon un multiple de l'IPC.

Contrats d'entretien

Les Coentreprises ont conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2028 et 2029. Ces contrats ont une option de résiliation, au gré des coentreprises, après sept ans.

Contrats de location de terrain

Les Coentreprises possèdent des contrats de location de terrains en vertu de baux échéant en 2033 et 2034 et renouvelé annuellement au gré du locataire. Les terrains sur lesquels sont implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 1,9 M\$, indexé annuellement au taux de 1,5 %.

Financements

Coentreprise phase I

Le financement de la Coentreprise phase I, garanti par les actifs de cette coentreprise et sans recours contre les partenaires, consiste en des emprunts non courant, un crédit-relais et des facilités de lettres de crédit. Les emprunts non courants, dont le taux d'intérêt est variable basé sur CDOR, ajusté d'une marge, sont remboursable par versements semestriellement sur une période de 18 ans et échéant en 2031. Rappelons que le 28 juillet 2014, la Société a rencontré l'ensemble des conditions requises pour la conversion des prêts de constructions en emprunts non courants. Tel que prévu à la convention de crédit, le montant de dette initial de 560,0 M\$ a été recalculé sur la base des données financières et des hypothèses courantes et le montant autorisé a été révisé à la baisse à 535,0 M\$, résultant en un paiement de 8,7 M\$ de la tranche non couverte à même les liquidités du projet. Une partie de ces emprunts, soit 260,0 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. De plus, en août, la Société a obtenu d'Hydro-Québec le remboursement des coûts encourus pour la construction du poste de transformation et du réseau collecteur. Le montant reçu a servi à rembourser, le 20 août 2014, le crédit-relais de 51,6 M\$ qui avait été conclus afin de financer ces coûts pendant la période de construction.

Au 31 décembre 2014, le solde brut des emprunts non courants est de 511,5 M\$ et 46,3 M\$ de lettres de crédit ont été émises.

La Coentreprise phase I a conclu des opérations de swap de taux d'intérêt variant de 3,18 % à 3,22% afin de fixer le taux de financement pour une portion significative du projet sur la durée prévue du financement sous-jacent. Au 31 décembre 2014, le solde notionnel de ces swaps est de 482,3 M\$ (551,7 M\$ en 2013) et leur juste valeur défavorable est de 33,5 M\$ (favorable de 1,9 M\$ en 2013).

Les emprunts non courants contiennent certaines clauses restrictives typiques à ce genre de financement et, au 31 décembre 2014, la Coentreprise respecte l'ensemble de ces engagements.

Coentreprise phase II

Le financement de la Coentreprise phase II, garanti par la totalité des actifs de cette coentreprise et sans recours contre les partenaires, consiste en un crédit-relais à court terme de 12,9 M\$, une facilité de lettres de crédit totalisant 10,8 M\$ ainsi qu'en un prêt de construction de 142,4 M\$ qui se convertira en prêt à terme remboursable par versements trimestriels sur une période de 19,5 ans et portera intérêt à un taux fixe de 5,66 % sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2014, 12,9 M\$ et 142,4 M\$ ont été tirés sur le crédit-relais à court terme et le prêt de construction, respectivement, et 2,8 M\$ de lettres de crédit ont été émises.

Éventualité

Le 24 octobre 2013, une requête pour autorisation d'exercer un recours collectif et se voir attribuer le statut de représentants a été déposée à la Cour Supérieure du Québec à l'encontre des Coentreprises. Les demandeurs de la requête sollicitent l'autorisation de la Cour afin d'exercer un recours collectif pour le compte d'un groupe de personnes concernant des allégations, entre autres, de trouble de voisinage (bruits, poussière, etc.) subis en raison de la construction des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré phases I et II. La requête pour autorisation d'exercer un recours collectif et pour obtenir le statut de représentants a été entendu le 17 septembre 2014 par le juge et celui-ci a pris la cause en délibérée.

Événements subséquents

Acquisition du projet éolien Frampton et signature d'un contrat de construction

Le 12 janvier 2015, Boralex a annoncé l'acquisition d'une participation dans le projet éolien communautaire Frampton d'une puissance de 24 MW, le tout pour un montant total en espèces de 11,5 M\$. Le projet est détenu à 66,7 % par Boralex et 33,3 % par la municipalité de Frampton et est doté d'un contrat de vente d'énergie avec Hydro-Québec d'une durée de 20 ans. La construction du projet débutera au cours du premier trimestre de 2015 pour une mise en service prévue d'ici les 12 prochains mois.

En février 2015, la Société a conclu pour le projet éolien Frampton un contrat d'ingénierie, de construction de routes et du réseau collecteur pour une somme totalisant 9,0 M\$. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux.

Clôture du placement par voie de prise ferme et excercice d'une option

Le 12 janvier 2015, Boralex a annoncé la clôture du placement par voie de prise ferme d'actions ordinaires de catégorie A de Boralex pour un produit brut d'environ 110,0 M\$. Le placement a été réalisé par l'entremise d'un consortium de preneurs fermes qui ont acheté un nombre global de 8 430 000 actions ordinaires de la Société au prix de 13,05 \$ par action. Les actions ordinaires ont été placées au moyen d'un prospectus simplifié daté du 5 janvier 2015 dans toutes les provinces du Canada. Le produit du placement a été affecté au remboursement intégral du crédit-relais de 100,0 M\$.

Le 30 janvier 2015, Boralex a annoncé l'exercice à 85 % d'une option d'attribution excédentaire du placement public annoncé précédemment. Le syndicat de preneurs fermes a acheté 1 075 000 actions au prix de 13,05 \$ par action pour un produit brut à Boralex de 14,0 M\$ portant ainsi le produit brut total du placement à 124,0 M\$.

Contrats d'achat, de construction et d'entretien pour le projet éolien Calmont

En janvier 2015, la Société a conclu pour le projet éolien Calmont un contrat de construction et d'installations d'éoliennes, un contrat de construction de routes et un contrat d'entretien pour une somme totalisant 19,5 M\$ (13,9 M \in). Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux.

Contrat d'entretien pour le projet éolien Côte-de-Beaupré

En janvier 2015, la Société a conclu pour le projet éolien Côte-de-Beaupré un contrat d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2030. Le contrat a une option de résiliation, au gré de la Société, après 5 ans. L'engagement net de la Société dans ce contrat est de 2,9 M\$, en tenant compte seulement des cinq premières années du contrat.

Boralex acquiert 100 % de Boralex Europe

Le 27 février 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un règlement financier (le « Règlement ») par lequel Cube accepte d'échanger sous forme de prêt la totalité de sa participation en action de 25,33% dans Boralex Europe. En contrepartie de l'acquisition du contrôle à 100% de Boralex Europe par la Société, le Règlement prévoit que Cube recevra un paiement préférentiel de 16 M \in portant intérêt de 5 % à 6,5 %, payable à Cube d'ici la fin de l'année 2015, et deux prêts totalisant 40 M \in , assumés par deux filiales européennes de la Société, et portant intérêt à un taux fixe de 6,5 % sans remboursement avant échéance en janvier 2019.

Facteurs de risque et incertitude

Facteurs de risque

Facteurs saisonniers

En raison de la nature des activités de la Société, son bénéfice est sensible aux variations climatiques et météorologiques 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, principalement dans le nord-est des États-Unis où la Société exploite des centrales hydroélectriques, se traduit par une volatilité du prix sur le marché au comptant, qui a une incidence sur environ 2 % de la puissance totale installée de la Société.

Hydrologie, vent et ensoleillement

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des forces hydrauliques disponibles. Par conséquent, les produits d'exploitation et les flux de trésorerie 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.

Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens et le parc solaire de la Société est tributaire du vent et du soleil, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du régime éolien à l'un ou l'autre des parcs éoliens de la Société pourrait avoir pour effet de réduire ses produits et sa rentabilité et pourrait empêcher la Société d'atteindre ses objectifs.

Approvisionnement en matières premières

L'exploitation de centrales thermiques, qui représente 5 % de la puissance totale installée au 31 décembre 2014, 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.

Fonctionnement des 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, développement, 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 en développement notamment des retards dans l'obtention de permis, la hausse des prix de construction ou la modification des concepts d'ingénierie. Même lorsqu'elle est achevée, une centrale peut ne pas fonctionner de la manière prévue ou encore des défauts de conception et de fabrication peuvent survenir, lesquels pourraient en théorie ne pas être visés par la garantie. Les projets en développement n'ont aucun historique d'exploitation et peuvent utiliser du matériel de conception récente et complexe sur le plan technologique. De plus, les contrats de vente d'énergie 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 d'énergie.

Sécurité des barrages

Les centrales hydroélectriques situées au Québec, qui représentent 8 % de la puissance totale installée au 31 décembre 2014, sont assujetties à l'application de la *Loi sur la sécurité des barrages* et son règlement. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages doivent se conformer à certains critères définis dans cette loi. De manière générale, lorsque les recommandations proposées par la Société sont acceptées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, un calendrier est établi en tenant compte de l'urgence relative des travaux. La Société est également assujettie à des obligations ou règlements de divulgation et de suivi d'intégrité des ouvrages pour les centrales qu'elle exploite en Colombie-Britannique et aux États Unis.

III - Autres éléments

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. D'autres règlements en matière de sécurité des barrages pourraient être modifiés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les frais et l'exploitation de la Société. Améliorer tous les barrages afin que ceux-ci puissent résister à tous les événements pourrait forcer la Société à engager des dépenses en immobilisations et d'autres ressources considérables, notamment en cas d'événement exceptionnel ou pouvant être qualifié de force majeure. 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. La conformité aux lois sur la sécurité des barrages (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.

Par ailleurs, à l'exception de la centrale de Buckingham dont les travaux sont prévus au cours des deux prochaines années, toutes les centrales de Boralex répondent aux critères de la loi et de ses règlements.

Contrats de vente d'énergie

La signature de nouveaux contrats de vente d'énergie est un facteur critique sur la stabilité des profits et de la trésorerie de la Société. Dans plusieurs cas, la Société conclut de nouveaux contrats de vente d'énergie 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'énergie à la suite d'appel d'offres, ni que les contrats de vente d'énergie actuels soient renouvelés, ni qu'ils 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. Si elle n'y parvient pas, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation et ses activités d'exploitation.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les centrales et les activités de la Société s'exposent à des dommages et des destructions résultant de catastrophes environnementales (par exemple, les inondations, les vents forts, les incendies et les tremblements de terre), des pannes d'équipement et d'autres événements similaires. La survenance d'un événement marquant qui perturbe la capacité de production de l'actif de la Société ou qui empêche celle-ci de vendre son énergie pendant une période prolongée, tel qu'un événement qui empêcherait les clients actuels d'acheter de l'énergie, 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. L'une ou l'autre de ces situations pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société.

Plafonds de garantie des assurances

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 énergie à un nombre restreint de clients. Elle s'expose à un risque de crédit qui provient principalement d'une éventuelle incapacité de ses clients à satisfaire à leurs obligations et leurs contrats de vente d'énergie. La Société atténue ce risque avec les contreparties aux effets financiers et aux opérations matérielles sur l'énergie 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 standards, 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'énergie 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'énergie au Canada, en France et aux États-Unis. Ces secteurs d'activité subissent la concurrence provenant de grands services publics comme de producteurs d'énergie 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 vente d'énergie ainsi que du recrutement de personnel compétent. Cette situation peut avoir des conséquences sur le degré de réussite de sa vision à long terme et l'empêcher de saisir des occasions que ses projets en réserve lui offrent.

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. De plus, en général la Société établit la durée des dettes en fonction de la durée des contrats de vente d'énergie. 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, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation et sa situation financière.

Taux d'intérêt et refinancement

La fluctuation du taux d'intérêt pourrait affecter la rentabilité de la Société puisque la Société a des emprunts non courants qui portent intérêt à des taux variables. Au 31 décembre 2014, seulement 9 % (8 % en consolidation proportionnelle) des emprunts non courants émis portaient intérêt à des taux variables, si on tient compte des swaps financiers. Une hausse marquée des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence sur les liquidités pouvant servir aux projets de la Société. De plus, 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. Si la Société ne parvenait pas à refinancer l'un ou l'autre des éléments de sa dette, cela pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation et sa situation financière.

Financements supplémentaires

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.

Risque de change

La Société génère des liquidités en devises étrangères dans l'exploitation de ses centrales situées en France et aux États-Unis. La Société réduit dans un premier temps le risque au maximum car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Donc, le risque se situe sur les liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère. Dans ce contexte et compte tenu de l'importante acquisition de BEV réalisée en décembre 2014, Boralex a conclu une série de contrats de change à terme pour une portion d'environ 75 % des euros dont elle anticipe le rapatriement d'ici janvier 2025. De plus, elle a fixé le taux de change sur la somme de 15,1 M€ à recevoir sur l'actif détenu en vue de la vente d'un parc éolien de 10 MW et sur le montant additionnel de 25,0 M€ qui sera émis sur la dette projet lorsque les conditions suspensives seront rencontrées.

En ce qui concerne les flux de trésorerie générés aux États-Unis, la direction considère qu'ils ne représentent pas un risque significatif pour l'instant. Une stratégie de couverture pourrait être établie dans le futur au moment opportun.

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.

En ce qui a trait à la conversion des filiales étrangères en devises canadiennes, 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 le *Cumul des autres éléments du résultat global*, et non dans l'état des résultats, jusqu'à ce que la Société dispose de la totalité de son investissement net dans ce pays.

Déclaration de dividendes à la discrétion du conseil

La déclaration de dividendes est à l'entière discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes. La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et de son capital déclaré en actions en circulation.

Par conséquent, aucune garantie ne peut être donnée quant à savoir si Boralex continuera de déclarer et de verser des dividendes à l'avenir ni quant à la fréquence ou au montant de ces dividendes.

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. En outre, les sanctions ou les autres ordonnances de correction dont la Société pourrait être l'objet pourraient avoir un effet défavorable important sur son entreprise et ses résultats d'exploitation.

Contexte réglementaire et politique

La Société exerce actuellement ses activités dans trois pays, soit au Canada, en France et aux États-Unis. De plus, la Société évalue contiuellement les possibilités qu'offrent d'autres régions. 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 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 taux de change, l'inflation, le rapatriement des bénéfices et les désordres civils.

Il est incertain que la conjoncture économique et politique dans les pays où la Société exerce ou a l'intention d'exercer ses activités, 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 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 les différents impôts et taxes auxquels la Société est assujettie.

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 sa capacité 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'énergie futurs.

La centrale hydroélectrique de Hudson Falls bénéficie présentement d'un surplus de ressources hydrauliques d'environ 500 pieds cubes par seconde aux termes d'une dispense accordée par la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis. Cette dispense a été renouvelée au début de 2011 pour une période additionnelle de cinq ans ou jusqu'à ce que les travaux d'assainissement effectués par un tiers soient terminés. Si cette dispense était retirée ou expirait, la production de cette centrale pourrait être réduite d'environ 16 000 MWh, ce qui pourrait avoir un effet défavorable important sur l'entreprise et les résultats d'exploitation de la Société.

Assentiment collectif à l'égard des projets de production de sources d'énergie renouvelable

La Société ne pourra trouver ou développer de nouveaux emplacements propices à la réalisation de projets de production de sources d'énergie renouvelable viables que si elle obtient l'assentiment des intervenants locaux, y compris les collectivités locales, les Premières Nations et les autres peuples autochtones. Si elle n'obtient pas l'assentiment requis des groupes sociaux à l'égard d'un projet, elle pourrait ne pas être en mesure de le développer ou de le construire, ce qui pourrait lui faire perdre toutes les sommes qu'elle a investies dans le projet et l'obliger à procéder à la radiation du projet.

Relations avec les parties intéressées

La Société conclut divers types d'ententes avec des collectivités ou des coentrepreneurs en vue de développer ses projets. Certains de ces partenaires pourraient avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent des intérêts et des objectifs de la Société ou qui entrent en conflit avec ceux-ci, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la réussite des projets de la Société. Parfois, la Société est tenue, dans le cadre du processus d'obtention des permis et des approbations, d'aviser divers groupes de parties intéressées, y compris des propriétaires fonciers, des Premières Nations et des municipalités, et de les consulter. Des retards imprévus dans ce processus pourraient avoir une incidence défavorable sur le pouvoir de la Société de réaliser un projet donné ou de le réaliser dans les délais prévus.

Pouvoir d'obtenir des terrains propices

Les emplacements propices à l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité font l'objet d'une vive concurrence. Il est difficile de repérer et d'obtenir les emplacements optimaux, puisque les accidents géographiques, les restrictions prévues par les lois et les droits de propriété restreignent naturellement les zones ouvertes à l'aménagement d'emplacements. Il n'est pas garanti que la Société parviendra à obtenir l'un ou l'autre des emplacements qu'elle pourrait viser à l'avenir.

Accessibilité et fiabilité des réseaux de transport

La Société ne peut vendre de l'électricité que si elle a accès aux divers réseaux de transport d'énergie présents dans chacun des territoires où elle exerce ses activités. En cas de panne des installations de transport existantes ou d'insuffisance de la capacité de transport, la Société pourrait ne pas être en mesure de livrer de l'électricité à ses diverses contreparties, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Augmentation des redevances hydrauliques ou modification de la réglementation relative à l'utilisation de l'eau

La Société est tenue de verser des redevances hydrauliques dès que ses projets d'hydroélectricité entrent en exploitation commerciale. Une augmentation considérable des redevances hydrauliques ou la modification de la façon dont les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique et du nord-est des États-Unis réglementent l'approvisionnement en eau ou dont ils appliquent une telle réglementation pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

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 contrats. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours qui sont fondées. 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 diversification de ses sources de production et d'un positionnement géographique favorable. Cette diversification est reflétée dans les produits d'exploitation de l'entreprise et le BAIIA. Compte tenu de la taille de certains de ses secteurs d'activité, la Société pourrait quand même être exposée à des conséquences financières significatives 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.

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 ses unités génératrices de trésorerie (« UGT ») et groupes d'UGT relatifs aux actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée et aux goodwill. De plus, à chaque date de présentation, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation des actifs à durée d'utilité déterminée et indéterminée et des 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 projetés sur cinq ans et actualisés qui tiennent compte du contexte économique actuel et des estimations de la direction basées sur l'expérience passée de la Société. 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.

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.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et des 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 et, en particulier, elle doit évaluer à quel moment surviendra le renversement des différences temporaires 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'intérêt 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 entre la réalité et l'hypothèse requièrent un ajustement significatif de la valeur comptable du passif concerné.

Juste valeur des instruments financiers

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.

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.

Juste valeur des regroupements d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle attribue la juste valeur aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production, aux bénéfices, aux charges, aux taux d'intérêt et aux taux d'actualisation.

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.

III - Autres éléments

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.

Détermination de la phase de développement

La Société capitalise les frais de développement de ses projets au cours de la période précédant la mise en service de ces derniers. La comptabilisation d'une immobilisation incorporelle résultant de la phase de développement commence au moment où un projet donné satisfait aux critères de capitalisation des IFRS. La détermination de ce moment nécessite qu'un jugement significatif soit posé par la direction. La question à savoir s'il est survenu un événement ou un changement de circonstances indiquant qu'un projet atteint la phase de développement dépend de différents facteurs, notamment la faisabilité technique de l'achèvement de l'immobilisation incorporelle, l'intention de la direction d'achever l'immobilisation incorporelle et sa capacité à mettre en service le projet, la façon dont le projet générera des avantages économiques futurs probables, la disponibilité de ressources techniques et financières appropriées pour achever le développement ainsi que la capacité de la direction à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables au projet au cours de son développement.

Normes comptables

Principales méthodes comptables

Modifications de méthodes comptables

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'IASB a publié IFRIC 21, « Droits ou taxes », une interprétation d'IAS 37, « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IFRIC 21 fournit des indications dès lors où une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe imposé par le gouvernement. IFRIC 21 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014 et doit être appliquée de manière rétrospective. Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté cette norme, et ce changement n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

En décembre 2013, l'IASB a modifié la norme IFRS 2 afin de clarifier la définition de « condition d'acquisition des droits » en définissant séparément les termes « conditions de performance » et « conditions de service ». Le 1^{er} juin 2014, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 3, Regroupement d'entreprises

En décembre 2013, l'IASB a modifié la norme IFRS 3 afin de clarifier qu'une contrepartie éventuelle engagée lors d'un regroupement d'entreprises doit être classée à titre de passif ou de titres de capitaux propres et qu'une contrepartie qui n'est pas classée en tant que titres de capitaux propres doit être évaluée ultérieurement à la juste valeur. Le 1^{er} juin 2014, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

En décembre 2013, l'IASB a modifié la norme IFRS 13 afin de clarifier le fait qu'une entité n'est pas tenue de comptabiliser les créances et les dettes à court terme sans taux d'intérêt stipulé à un montant inférieur à celui de la facture d'origine lorsque l'effet de la non actualisation est négligeable.

L'IASB a également modifié cette norme afin de préciser que l'exception relative aux portefeuilles s'applique à l'ensemble des contrats compris dans le champ d'application de l'IAS 39, « Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation » ou de l'IFRS 9, « Instruments financiers », que ces contrats répondent ou non à la définition d'un actif financier ou d'un passif financier selon l'IAS 32, « Instruments financiers : Présentation ».

Le 1^{er} juin 2014, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 9, Instruments Financiers

En juillet 2014, l'IASB a terminé le projet en trois parties visant à remplacer l'IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », en publiant l'IFRS 9, « Instruments financiers ». L'IFRS 9 traite du classement et de l'évaluation des actifs et des passifs financiers, et introduit un modèle prospectif de dépréciation fondé sur les pertes attendues de même qu'une approche revue en profondeur de la comptabilité de couverture.

Pour déterminer si un actif financier doit être évalué au coût amorti ou à la juste valeur, l'IFRS 9 a recours à une nouvelle approche qui remplace les multiples règles de l'IAS 39. L'approche préconisée par l'IFRS 9 repose sur la manière dont une entité gère ses instruments financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie rattachés aux actifs financiers. La plupart des exigences de l'IAS 39 en matière de classement et d'évaluation des passifs financiers sont reprises dans l'IFRS 9. Cependant, dans le cadre de l'évaluation d'un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net, la partie des variations de la juste valeur liées au risque de crédit propre à l'entité sera présentée dans le *Cumul des autres éléments du résultat global* plutôt qu'à l'état du résultat.

L'IFRS 9 introduit aussi un modèle de dépréciation fondé sur les pertes attendues selon lequel les pertes de crédit attendues devront être comptabilisées en temps opportun. Plus précisément, les entités devront comptabiliser les pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale des instruments financiers, et comptabiliser en temps opportun les pertes de crédit attendues sur leur durée de vie.

Enfin, l'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de comptabilité de couverture ainsi que de nouvelles exigences en termes de divulgation d'informations sur les activités de gestion des risques. Le nouveau modèle de comptabilité de couverture représente une refonte importante de la comptabilité de couverture, qui permettra aux entités de mieux rendre compte de leurs activités de gestion des risques dans leurs états financiers.

L'application de l'IFRS 9 sera en vigueur pour l'exercice de la Société ouvert à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'application anticipée est permise. La Société évalue présentement l'incidence de l'adoption de cette norme sur les états financiers de la Société.

IFRS 10, États financiers consolidés et IAS 28 Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

IFRS 10, « États financiers consolidés » et IAS 28, « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » ont été révisées afin d'intégrer des modifications publiées en septembre 2014. Les modifications exigent la comptabilisation intégrale du profit ou de la perte découlant d'une transaction portant sur des actifs qui constituent une entreprise, conclue entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise. Elles exigent également la comptabilisation partielle du profit ou de la perte découlant d'une transaction portant sur des actifs qui ne constituent pas une entreprise, conclue entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société évalue présentement l'incidence de l'adoption de cette norme sur les états financiers de la Société.

IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, « Produits tirés de contrats conclus avec des clients ». L'IFRS 15 est une nouvelle norme qui énonce les étapes à suivre pour comptabiliser les produits, et le moment auquel il convient de le faire, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. Le principe de base de l'IFRS 15 est qu'une entité doit comptabiliser ses revenus afin de refléter le transfert des services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces services. Cette norme remplace IAS 11, « Contrats de construction», IAS 18, « Produits des activités ordinaires», ainsi que plusieurs interprétations relatives aux produits. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et l'application anticipée est permise. La Société évalue présentement l'incidence de l'adoption de cette norme sur les états financiers de la Société.

IAS 16, Immobilisations corporelles et IAS 38, Immobilisations incorporelles

En mai 2014, l'IASB a modifié les normes IAS 16, « Immobilisations corporelles », et IAS 38, « Immobilisations incorporelles », afin de clarifier les méthodes d'amortissement qui sont permises selon ces normes. La méthode d'amortissement basée sur les revenus ne peut être utilisée pour amortir les immobilisations corporelles. Toutefois, dans des circonstances très limitées, cette méthode peut être utilisée pour l'amortissement des immobilisations incorporelles. Les normes modifiées doivent être appliquées de façon prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société a évalué l'incidence et adoptera par anticipation ces normes à partir du 1^{er} janvier 2015. Actuellement, les contrats de vente d'énergie pour les centrales hydroélectriques américaines de South Glens Falls et Hudson Falls sont amortis selon une méthode basée sur leurs revenus. Afin de respecter les normes modifiées, ces contrats seront amortis de façon prospective selon la méthode linéaire sur leur durée restante soit 20 et 21 ans ou en 2034 et 2035, respectivement. L'impact annuel de ce changement pour South Glens Falls est une diminution de la dépense d'amortissement pour les années 2015 à 2024 de 0,3 M\$ (0,3 M\$ US) et une augmentation de la dépense d'amortissement de 2025 à 2034 de 0,3 M\$ (0,3 M\$ US). L'impact annuel de ce changement pour Hudson Falls est une diminution de la dépense d'amortissement pour les années 2015 à 2025 de 0,6 M\$ (0,5 M\$ US) et une augmentation de la dépense d'amortissement pour les années 2015 à 2025 de 0,6 M\$ (0,5 M\$ US) et une augmentation de la dépense d'amortissement de 2026 à 2035 de 0,7 M\$ (0,6 M\$ US).

Contrôles internes et procédures

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents intermédiaires et 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 intermédiaires et annuels de Boralex est rassemblée et communiquée en temps opportun à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction financière, afin de permettre une prise de décisions appropriées concernant la communication de cette information. De même, un processus de contrôle interne 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 2014, 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 efficaces.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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.

Limitation de l'étendue de la conception des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière

L'évaluation et les conclusions sur la conception et l'efficacité opérationnelle des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CPCI » et des « CIIF ») de la Société au 31 décembre 2014, ne couvrait pas les contrôles et procédures des activités d'Enel Green Power France S.A.S., qui a été acquise le 18 décembre 2014, et qui sont incluses dans les états financiers consolidés du 31 décembre 2014. La Société s'est ainsi prévalue de l'article 3.3(1)(b) du règlement 52-109 qui permet d'exclure cette acquisition de l'évaluation de la conception et de l'efficacité des CPCI et des CIIF pour une période maximale de 365 jours à compter de la date d'acquisition.

États consolidés de la situation financière

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de \$)	2014	2013
ACTIF		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	86 845	127 541
Encaisse affectée	19 814	60 126
Clients et autres débiteurs	71 338	72 758
Stocks	5 631	4 502
Autres actifs financiers courants	1 213	_
Frais payés d'avance	5 358	2 945
ACTIFS COURANTS	190 199	267 872
Immobilisations corporelles	1 644 313	1 179 653
Immobilisations incorporelles	254 007	257 058
Goodwill	134 044	49 890
Actif d'impôts différés	13 141	_
Autres actifs financiers non courants	3 230	1 262
Autres actifs non courants	49 816	35 705
ACTIFS NON COURANTS	2 098 551	1 523 568
TOTAL DE L'ACTIF	2 288 750	1 791 440
PASSIF		
Fournisseurs et autres créditeurs	64 698	81 607
Part à moins d'un an des emprunts	191 762	122 509
Passif d'impôts exigibles	1 601	1 516
Autres passifs financiers courants	34 116	15 243
PASSIFS COURANTS	292 177	220 875
Emprunts non courants	1 285 258	855 484
Débentures convertibles	232 977	229 578
Passif d'impôts différés	30 780	37 493
Passif relatif au démantèlement	11 936	8 160
Autres passifs financiers non courants	50 374	19 704
Autres passifs non courants	49 446	34 366
PASSIFS NON COURANTS	1 660 771	1 184 785
TOTAL DU PASSIF	1 952 948	1 405 660
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	302 674	356 094
Part des actionnaires sans contrôle	33 128	29 686
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	335 802	385 780
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	2 288 750	1 791 440

		Périodes de trois mois closes les 31 décembre		clos mbre
(en milliers de \$, sauf les montants par action)	2014	2013	2014	2013
REVENUS				
Produits de la vente d'énergie	67 308	51 867	239 506	171 395
Autres revenus	393	342	1 223	2 726
	67 701	52 209	240 729	174 121
CHARGES ET AUTRES				
Charges d'exploitation	18 571	16 294	70 162	54 699
Administration	3 213	3 295	13 581	13 381
Développement	6 465	1 181	10 327	4 142
Amortissement	20 616	15 595	78 280	55 496
Autres gains	(1 192)	_	(3 272)	(232)
Dépréciation des immobilisations corporelles		_	` <u> </u>	266
1	47 673	36 365	169 078	127 752
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	20 028	15 844	71 651	46 369
Charges financières	20 975	15 082	77 787	52 861
Perte (Gain) de change	17	(521)	410	(700)
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	5 938	(1 309)	8 192	(553)
Autres	28	63	20	63
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(6 930)	2 529	(14 758)	(5 302)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(523)	1 624	(854)	537
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(6 407)	905	(13 904)	(5 839)
Résultat net des activités abandonnées	716	74	2 652	1 774
RÉSULTAT NET	(5 691)	979	(11 252)	(4 065)
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :				
Actionnaires de Boralex	(6 295)	468	(11 930)	(4 192)
Actionnaires sans contrôle	604	511	678	127
RÉSULTAT NET	(5 691)	979	(11 252)	(4 065)
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(7 011)	394	(14 582)	(5 966)
Activités abandonnées	716	74	2 652	1 774
	(6 295)	468	(11 930)	(4 192)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,18) \$	0,01 \$	(0,38) \$	(0,16) \$
Activités abandonnées	0,02 \$		0,07 \$	0,05 \$
	(0,16)\$	0,01 \$	(0,31) \$	(0,11) \$

	Périodes de closes les 31		Exercices les 31 déc	
(en milliers de \$)	2014	2013	2014	2013
Résultat net	(5 691)	979	(11 252)	(4 065)
Moins : Résultat net des activités abandonnées	716	74	2 652	1 774
Résultat net des activités poursuivies	(6 407)	905	(13 904)	(5 839)
Charges financières	20 975	15 082	77 787	52 861
Intérêts payés	(18 552)	(15 515)	(68 155)	(50 136)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(523)	1 624	(854)	537
Impôts payés	(64)	(647)	(2 940)	(3 372)
Éléments hors caisse du résultat :	` '	` '	,	, ,
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	5 938	(1 309)	8 192	(553)
Amortissement	20 616	15 595	78 280	55 496
Dépréciation des immobilisations corporelles	_	_	_	266
Autres	25	351	(53)	1 920
114420	22 008	16 086	78 353	51 180
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(12 554)	1 044	23 912	8 698
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS	(12 334)	1 011	25 712	0 0 0 0 0
D'EXPLOITATION	9 454	17 130	102 265	59 878
Acquicition d'antroprises, pet de la trésorerie acquire	(188 948)		(196 879)	
Acquisition d'entreprises, net de la trésorerie acquise	,	(82.042)	,	(222 415)
Nouvelles immobilisations corporelles	(76 146)	(82 942)	(251 562)	(323 415)
Variation de l'encaisse affectée	14 990	(46 921)	40 682	(53 063)
Augmentation des actifs non courants		_	(4 006)	(12.054)
Variation des fonds de réserve	(6 252)	23	(6 825)	(13 956)
Projets en développement	(1 279)	(2 177)	(6 881)	(9 666)
Produit de disposition de la vente d'actifs détenus en vue de la vente	21 983	_	21 983	_
Autres	(60)	(232)	(491)	(74)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(235 712)	(132 249)	(403 979)	(400 174)
Augmentation nette des emprunts non courants	457 217	105 958	629 358	453 517
Remboursement de l'emprunt assumé lors d'une acquisition d'entreprise	(233 314)	_	(233 314)	_
Versements sur les emprunts non courants	(9 214)	(4 097)	(126 812)	(101 471)
Apport des actionnaires sans contrôle	539	1 856	5 235	2 593
Distribution aux actionnaires sans contrôle	(2 050)	_	(2 050)	_
Dividendes versés aux actionnaires de Boralex	(4 993)	_	(19 896)	_
Exercice d'options	151	66	4 860	115
Autres	(1)		(41)	(110)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	208 335	103 783	257 340	354 644
Trésorerie des activités abandonnées	843	84	3 122	2 054
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	301	1 906	556	4 001
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS				
DE TRÉSORERIE	(16 779)	(9 346)	(40 696)	20 403
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE				
À L'OUVERTURE DE LA PÉRIODE	103 624	136 887	127 541	107 138
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE LA PÉRIODE	86 845	127 541	86 845	127 541

Informations par secteur d'activité

	Périodes de closes les 3		Exercices clos les 31 décembre	
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	2014	2013	2014	2013
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Sites éoliens	370 742	249 276	1 211 629	704 217
Centrales hydroélectriques	154 752	142 912	641 979	621 094
Centrales thermiques	34 092	31 448	169 637	143 369
Site solaire	1 080	980	6 259	5 945
	560 666	424 616	2 029 504	1 474 625
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	44 913	31 676	148 168	87 481
Centrales hydroélectriques	14 312	12 746	58 166	53 756
Centrales thermiques	7 569	6 976	30 090	27 446
Site solaire	514	469	3 082	2 712
	67 308	51 867	239 506	171 395
BAIIA				
Sites éoliens	36 846	26 136	120 096	69 957
Centrales hydroélectriques	9 730	9 002	42 715	40 413
Centrales thermiques	1 188	26	5 247	3 010
Site solaire	391	438	2 634	2 379
Corporatif et éliminations	(8 731)	(4 226)	(24 053)	(13 923)
	39 424	31 376	146 639	101 836

Informations par secteur géographique

	Périodes de closes les 3		Exercic les 31 de	
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	2014	2013	2014	2013
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Canada	292 466	169 293	1 062 561	593 143
France	184 020	168 452	586 573	493 540
États-Unis	84 180	86 871	380 370	387 942
	560 666	424 616	2 029 504	1 474 625
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Canada	33 824	19 688	116 873	65 940
France	26 785	24 884	90 672	73 854
États-Unis	6 699	7 295	31 961	31 601
	67 308	51 867	239 506	171 395
ВАПА				
Canada	18 313	11 467	69 837	37 253
France	16 352	14 760	52 962	40 719
États-Unis	4 759	5 149	23 840	23 864
	39 424	31 376	146 639	101 836

États consolidés de la situation financière

Au 31 décembre

7	0	40	- 4
_	u	ж	4

(en milliers de \$)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	75 394	11 451	86 845
Encaisse affectée	12 459	7 355	19 814
Clients et autres débiteurs	59 154	12 184	71 338
Stocks	5 620	11	5 631
Autres actifs financiers courants	1 213	_	1 213
Frais payés d'avance	5 358	_	5 358
ACTIFS COURANTS	159 198	31 001	190 199
Immobilisations corporelles	1 215 411	428 902	1 644 313
Immobilisations incorporelles	254 007	_	254 007
Goodwill	134 044	_	134 044
Participations dans les Coentreprises	91 483	(91 483)	_
Actif d'impôts différés	13 141	_	13 141
Autres actifs financiers non courants	3 230	_	3 230
Autres actifs non courants	47 445	2 371	49 816
ACTIFS NON COURANTS	1 758 761	339 790	2 098 551
TOTAL DE L'ACTIF	1 917 959	370 791	2 288 750
PASSIF			
Fournisseurs et autres créditeurs	57 616	7 082	64 698
Part à moins d'un an des emprunts	172 044	19 718	191 762
Passif d'impôts exigibles	1 601	_	1 601
Autres passifs financiers courants	34 116	_	34 116
PASSIFS COURANTS	265 377	26 800	292 177
Emprunts non courants	989 087	296 171	1 285 258
Débentures convertibles	232 977	_	232 977
Passif d'impôts différés	30 780	_	30 780
Passif relatif au démantèlement	10 773	1 163	11 936
Autres passifs financiers non courants	33 622	16 752	50 374
Autres passifs non courants	19 024	30 422	49 446
PASSIFS NON COURANTS	1 316 263	344 508	1 660 771
TOTAL DU PASSIF	1 581 640	371 308	1 952 948
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	303 191	(517)	302 674
Part des actionnaires sans contrôle	33 128	_	33 128
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	336 319	(517)	335 802
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	1 917 959	370 791	2 288 750

États consolidés de la situation financière

Au 31 décembre

2013

		2013			
(en milliers de \$)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle		
ACTIF					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	124 942	2 599	127 541		
Encaisse affectée	19 366	40 760	60 126		
Clients et autres débiteurs	41 625	31 133	72 758		
Stocks	4 502	_	4 502		
Frais payés d'avance	2 945	_	2 945		
ACTIFS COURANTS	193 380	74 492	267 872		
Immobilisations corporelles	799 213	380 440	1 179 653		
Immobilisations incorporelles	257 058	_	257 058		
Goodwill	49 890	_	49 890		
Participations dans les Coentreprises	90 880	(90 880)	_		
Autres actifs financiers non courants	289	973	1 262		
Autres actifs non courants	32 017	3 688	35 705		
ACTIFS NON COURANTS	1 229 347	294 221	1 523 568		
TOTAL DE L'ACTIF	1 422 727	368 713	1 791 440		
PASSIF					
Fournisseurs et autres créditeurs	57 992	23 615	81 607		
Part à moins d'un an des emprunts	84 034	38 475	122 509		
Passif d'impôts exigibles	1 516	_	1 516		
Autres passifs financiers courants	15 243	_	15 243		
PASSIFS COURANTS	158 785	62 090	220 875		
Emprunts non courants	578 914	276 570	855 484		
Débentures convertibles	229 578	_	229 578		
Passif d'impôts différés	37 493	_	37 493		
Passif relatif au démantèlement	7 198	962	8 160		
Autres passifs financiers non courants	19 704	_	19 704		
Autres passifs non courants	4 921	29 445	34 366		
PASSIFS NON COURANTS	877 808	306 977	1 184 785		
TOTAL DU PASSIF	1 036 593	369 067	1 405 660		
CAPITAUX PROPRES					
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	356 448	(354)	356 094		
Part des actionnaires sans contrôle	29 686		29 686		
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	386 134	(354)	385 780		
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	1 422 727	368 713	1 791 440		

	Période de ti	Période de trois mois close le 31 décembre		
		2014		
(en milliers de \$, sauf les montants par action)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
REVENUS		-		
Produits de la vente d'énergie	53 673	13 635	67 308	
Autres revenus	545	(152)	393	
	54 218	13 483	67 701	
CHARGES ET AUTRES				
Charges d'exploitation	17 045	1 526	18 571	
Administration	3 195	18	3 213	
Développement	6 465	_	6 465	
Amortissement	15 832	4 784	20 616	
Autres gains	(846)	(346)	(1 192)	
	41 691	5 982	47 673	
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	12 527	7 501	20 028	
Charges financières	15 926	5 049	20 975	
Perte (Gain) de change	15	2	17	
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	6 031	(93)	5 938	
Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises	2 570	(2 570)	_	
Autres	25	3	28	
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(6 900)	(30)	(6 930)	
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(523)	_	(523)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(6 377)	(30)	(6 407)	
Résultat net des activités abandonnées	716	_	716	
RÉSULTAT NET	(5 661)	(30)	(5 691)	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :				
Actionnaires de Boralex	(6 265)	(30)	(6 295)	
Actionnaires sans contrôle	604	_	604	
RÉSULTAT NET	(5 661)	(30)	(5 691)	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(6 981)	(30)	(7 011)	
Activités abandonnées	716	_	716	
	(6 265)	(30)	(6 295)	
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ				
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,18) \$	_	(0,18)	
Activités abandonnées	0,02 \$		0,02 5	
	(0,16) \$	_	(0,16) 5	

	Période de t	Période de trois mois close le 31 décembre		
		2013		
(en milliers de \$, sauf les montants par action)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
REVENUS				
Produits de la vente d'énergie	49 496	2 371	51 867	
Autres revenus	331	11	342	
	49 827	2 382	52 209	
CHARGES ET AUTRES				
Charges d'exploitation	15 952	342	16 294	
Administration	3 263	32	3 295	
Développement	1 181	_	1 181	
Amortissement	13 987	1 608	15 595	
	34 383	1 982	36 365	
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	15 444	400	15 844	
Charges financières	13 061	2 021	15 082	
Perte (Gain) de change	(530)	9	(521)	
Perte nette sur instruments financiers	(69)	(1 240)	(1 309)	
Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises	(329)	329	_	
Autres	63		63	
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	2 590	(61)	2 529	
Charge d'impôts sur le résultat	1 624		1 624	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	966	(61)	905	
Résultat net des activités abandonnées	74	_	74	
RÉSULTAT NET	1 040	(61)	979	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :				
Actionnaires de Boralex	529	(61)	468	
Actionnaires sans contrôle	511	(01)	511	
RÉSULTAT NET	1 040	(61)	979	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	455	(61)	394	
Activités abandonnées	74	_	74	
	529	(61)	468	
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ				
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	201		0.01	
Activités poursuivies	0,01 \$	_	0,01 \$	
Activités abandonnées	0,01 \$		0,01 \$	
	0,01 \$		0,01 \$	

	Exer	Exercice clos le 31 décembre		
		2014		
(en milliers de \$, sauf les montants par action)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
REVENUS		-		
Produits de la vente d'énergie	193 401	46 105	239 506	
Autres revenus	1 827	(604)	1 223	
	195 228	45 501	240 729	
CHARGES ET AUTRES				
Charges d'exploitation	64 296	5 866	70 162	
Administration	13 479	102	13 581	
Développement	10 319	8	10 327	
Amortissement	60 410	17 870	78 280	
Autres gains	(1 962)	(1 310)	(3 272)	
	146 542	22 536	169 078	
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	48 686	22 965	71 651	
Charges financières	58 097	19 690	77 787	
Perte de change	406	4	410	
Perte nette sur instruments financiers	8 187	5	8 192	
Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises	3 426	(3 426)	_	
Autres	17	3	20	
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(14 595)	(163)	(14 758)	
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(854)	_	(854)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(13 741)	(163)	(13 904)	
Résultat net des activités abandonnées	2 652	_	2 652	
RÉSULTAT NET	(11 089)	(163)	(11 252)	
DÉCAMENTATE AUTODORNA DA F. AANA				
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :	(11 777)	(1/2)	(11.020)	
Actionnaires de Boralex	(11 767)	(163)	(11 930)	
Actionnaires sans contrôle RÉSULTAT NET	(11 089)	(163)	(11 252)	
RESULTAT NET	(11 009)	(103)	(11 232)	
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(14 419)	(163)	(14 582)	
Activités abandonnées	2 652		2 652	
	(11 767)	(163)	(11 930)	
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ				
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX				
Activités poursuivies	(0,38) \$	_	(0,38) \$	
Activités abandonnées	0,07 \$		0,07 \$	
	(0,31) \$	_	(0,31) \$	

	Exer	Exercice clos le 31 décembre			
		2013			
(en milliers de \$, sauf les montants par action)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle		
REVENUS		•			
Produits de la vente d'énergie	169 023	2 372	171 395		
Autres revenus	3 009	(283)	2 726		
	172 032	2 089	174 121		
CHARGES ET AUTRES					
Charges d'exploitation	54 357	342	54 699		
Administration	13 214	167	13 381		
Développement	4 145	(3)	4 142		
Amortissement	53 888	1 608	55 496		
Autres gains	(232)	_	(232)		
Dépréciation des immobilisations corporelles	266	_	266		
	125 638	2 114	127 752		
PÉCLUTAT DUDAN OLTATION	46 204	(25)	47.270		
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	46 394	(25)	46 369		
Charges financières	50 693	2 168	52 861		
Perte (Gain) de change	(788)	88	(700)		
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	(742)	189	(553)		
Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises	(2 116)	2 116	_		
Autres	63	_	63		
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(4 948)	(354)	(5 302)		
Charge d'impôts sur le résultat	537	_	537		
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	(5 485)	(354)	(5 839)		
Résultat net des activités abandonnées	1 774	_	1 774		
RÉSULTAT NET	(3 711)	(354)	(4 065)		
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :					
Actionnaires de Boralex	(3 838)	(354)	(4 192)		
Actionnaires sans contrôle	127		127		
RÉSULTAT NET	(3 711)	(354)	(4 065)		
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	(5 612)	(354)	(5 966)		
Activités abandonnées	1 774	_	1 774		
	(3 838)	(354)	(4 192)		
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ					
ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX					
Activités poursuivies	(0,15)\$	(0,01) \$			
Activités abandonnées	0,05 \$		0,05 \$		
	(0,10)\$	(0,01) \$	(0,11) \$		

	Période de trois mois close le 31 décembre		
	2014		
(en milliers de \$)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
Résultat net	(5 661)	(30)	(5 691)
Moins : Résultat net des activités abandonnées	716	_	716
Résultat net des activités poursuivies	(6 377)	(30)	(6 407)
Charges financières	15 926	5 049	20 975
Intérêts payés	(14 632)	(3 920)	(18 552)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(523)	_	(523)
Impôts payés	(64)	_	(64)
Éléments hors caisse du résultat :			
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	6 031	(93)	5 938
Quote-part des résultats des Coentreprises	(2 570)	2 570	_
Amortissement	15 832	4 784	20 616
Autres	360	(335)	25
	13 983	8 025	22 008
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(10 779)	(1 775)	(12 554)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	3 204	6 250	9 454
			<u> </u>
Acquisition d'entreprises, net de la trésorerie acquise	(188 948)	_	(188 948)
Nouvelles immobilisations corporelles	(47 620)	(28 526)	(76 146)
Variation de l'encaisse affectée	(5 146)	20 136	14 990
Augmentation de la participation dans les Coentreprises	(7 181)	7 181	_
Variation des fonds de réserve	(6 252)	_	(6 252)
Projets en développement	(1 279)	_	(1 279)
Produit de disposition de la vente d'actifs détenus en vue de la vente	21 983	_	21 983
Autres	(60)	_	(60)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(234 503)	(1 209)	(235 712)
Augmentation nette des emprunts non courants	451 881	5 336	457 217
Remboursement de l'emprunt assumé lors d'une acquisition d'entreprise	(233 314)	_	(233 314)
Versements sur les emprunts non courants	(4 761)	(4 453)	(9 214)
Apport des actionnaires sans contrôle	539	_	539
Distribution aux actionnaires sans contrôle	(2 050)	_	(2 050)
Dividendes versés aux actionnaires de Boralex	(4 993)	_	(4 993)
Exercice d'options	151	_	151
Autres	(1)	_	(1)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	207 452	883	208 335
Trésorerie des activités abandonnées	843	_	843
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE	301		301
ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		E 024	
VARIATION NETTE DE LA TRESORERIE ET LES EQUIVALENTS DE TRESORERIE	(22 703)	5 924	(16 779)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE			
À L'OUVERTURE DE LA PÉRIODE	98 097	5 527	103 624
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE LA PÉRIODE	75 394	11 451	86 845

	Période de trois mois close le 31 décembre		
		2013	
(en milliers de \$)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
Résultat net	1 040	(61)	979
Moins : Résultat net des activités abandonnées	74	_	74
Résultat net des activités poursuivies	966	(61)	905
Charges financières	13 061	2 021	15 082
Intérêts payés	(14 280)	(1 235)	(15 515)
Charge d'impôts sur le résultat	1 624	_	1 624
Impôts payés	(647)	_	(647)
Éléments hors caisse du résultat :			
Gain net sur instruments financiers	(69)	(1 240)	(1 309)
Quote-part des résultats des Coentreprises	329	(329)	_
Amortissement	13 987	1 608	15 595
Autres	351	_	351
	15 322	764	16 086
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(12 610)	13 654	1 044
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	2 712	14 418	17 130
Nouvelles immobilisations corporelles	(28 395)	(54 547)	(82 942)
Variation de l'encaisse affectée	(9 529)	(37 392)	(46 921)
Augmentation de la participation dans les Coentreprises	(2 781)	2 781	_
Variation des fonds de réserve	23	_	23
Projets en développement	(2 177)	_	(2 177)
Autres	(232)	_	(232)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(43 091)	(89 158)	(132 249)
Augmentation nette des emprunts non courants	29 439	76 519	105 958
Versements sur les emprunts non courants	(4 097)	_	(4 097)
Apport des actionnaires sans contrôle	1 856	_	1 856
Exercice d'options	66	_	66
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	27 264	76 519	103 783
Trésorerie des activités abandonnées	84		84
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	1 906	_	1 906
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(11 125)	1 779	(9 346)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE LA PÉRIODE	136 067	820	136 887
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE LA PÉRIODE	124 942	2 599	127 541

	Exercice clos le 31 décembre 2014		
(en milliers de \$)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
Résultat net	(11 089)	(163)	(11 252)
Moins : Résultat net des activités abandonnées	2 652	_	2 652
Résultat net des activités poursuivies	(13 741)	(163)	(13 904)
Charges financières	58 097	19 690	77 787
Intérêts payés	(53 298)	(14 857)	(68 155)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(854)	_	(854)
Impôts payés	(2 940)	_	(2 940)
Éléments hors caisse du résultat :			
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	8 187	5	8 192
Quote-part des résultats des Coentreprises	(3 426)	3 426	_
Amortissement	60 410	17 870	78 280
Autres	1 246	(1 299)	(53)
	53 681	24 672	78 353
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(2 020)	25 932	23 912
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	51 661	50 604	102 265
	/40 / 0 - 0\		/10 / 0 = 0\
Acquisition d'entreprises, net de la trésorerie acquise	(196 879)	-	(196 879)
Nouvelles immobilisations corporelles	(167 686)	(83 876)	(251 562)
Variation de l'encaisse affectée	7 277	33 405	40 682
Augmentation de la participation dans les Coentreprises	(13 253)	13 253	_
Augmentation des actifs non courants	(1 350)	(2 656)	(4 006)
Variation des fonds de réserve	(6 825)	_	(6 825)
Projets en développement	(6 881)	_	(6 881)
Produit de disposition de la vente d'actifs détenus en vue de la vente	21 983	_	21 983
Autres	(491)	_	(491)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(364 105)	(39 874)	(403 979)
Augmentation nette des emprunts non courants	589 006	40 352	629 358
Remboursement de l'emprunt assumé lors d'une acquisition d'entreprise	(233 314)	_	(233 314)
Versements sur les emprunts non courants	(84 582)	(42 230)	(126 812)
Apport des actionnaires sans contrôle	5 235	_	5 235
Distribution aux actionnaires sans contrôle	(2 050)	_	(2 050)
Dividendes versés aux actionnaires de Boralex	(19 896)	_	(19 896)
Exercice d'options	4 860	_	4 860
Autres	(41)	_	(41)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	259 218	(1 878)	257 340
Trésorerie des activités abandonnées	3 122	_	3 122
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE			
ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	556	_	556
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(49 548)	8 852	(40 696)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	40.0.0		4
À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE	124 942	2 599	127 541
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	75 394	11 451	86 845

	Exercice clos le 31 décembre		
		2013	
(en milliers de \$)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
Résultat net	(3 711)	(354)	(4 065)
Moins : Résultat net des activités abandonnées	1 774	_	1 774
Résultat net des activités poursuivies	(5 485)	(354)	(5 839)
Charges financières	50 693	2 168	52 861
Intérêts payés	(48 905)	(1 231)	(50 136)
Charge d'impôts sur le résultat	537	_	537
Impôts payés	(3 372)	_	(3 372)
Éléments hors caisse du résultat :			
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	(742)	189	(553)
Quote-part des résultats des Coentreprises	2 116	(2 116)	_
Amortissement	53 888	1 608	55 496
Dépréciation des immobilisations corporelles	266	_	266
Autres	1 920	_	1 920
	50 916	264	51 180
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	8 350	348	8 698
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	59 266	612	59 878
Nouvelles immobilisations corporelles	(107 479)	(215 936)	(323 415)
Variation de l'encaisse affectée	(18 890)	(34 173)	(53 063)
Augmentation de la participation dans les Coentreprises	(8 318)	8 318	_
Variation des fonds de réserve	(13 956)	_	(13 956)
Projets en développement	(9 666)	_	(9 666)
Autres	(74)	_	(74)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(158 383)	(241 791)	(400 174)
Augmentation nette des emprunts non courants	209 739	243 778	453 517
Versements sur les emprunts non courants	(101 471)	_	(101 471)
Apport des actionnaires sans contrôle	2 593	_	2 593
Exercice d'options	115	_	115
Autres	(110)	_	(110)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	110 866	243 778	354 644
Trésorerie des activités abandonnées	2 054		2 054
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 001	_	4 001
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	17 804	2 599	20 403
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE	107 138	_	107 138
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	124 942	2 599	127 541

Informations par secteur d'activité

	Période de trois mois close le 31 décembre		
	2014		
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)			
Sites éoliens	245 601	125 141	370 742
Centrales hydroélectriques	154 752	_	154 752
Centrales thermiques	34 092	_	34 092
Site solaire	1 080	_	1 080
	435 525	125 141	560 666
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE			
Sites éoliens	31 278	13 635	44 913
Centrales hydroélectriques	14 312	_	14 312
Centrales thermiques	7 569	_	7 569
Site solaire	514	_	514
	53 673	13 635	67 308
BAIIA			
Sites éoliens	28 123	8 723	36 846
Centrales hydroélectriques	9 730	_	9 730
Centrales thermiques	1 188	_	1 188
Site solaire	391	_	391
	39 432	8 723	48 155
Corporatif et éliminations	(9 374)	643	(8 731)
	30 058	9 366	39 424

		Période de t	Période de trois mois close le 31 décembre		
			2013		
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)		IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Sites éoliens		227 195	22 081	249 276	
Centrales hydroélectriques		142 912	_	142 912	
Centrales thermiques		31 448	_	31 448	
Site solaire		980	_	980	
		402 535	22 081	424 616	
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Sites éoliens		29 305	2 371	31 676	
Centrales hydroélectriques		12 746	_	12 746	
Centrales thermiques		6 976	_	6 976	
Site solaire		469	_	469	
		49 496	2 371	51 867	
BAIIA					
Sites éoliens		24 279	1 857	26 136	
Centrales hydroélectriques		9 002	_	9 002	
Centrales thermiques		26	_	26	
Site solaire		438	_	438	
		33 745	1 857	35 602	
Corporatif et éliminations		(4 706)	480	(4 226)	
		29 039	2 337	31 376	

Informations par secteur d'activité

	Exercice clos le 31 décembre			
		2014		
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Sites éoliens	785 997	425 632	1 211 629	
Centrales hydroélectriques	641 979	_	641 979	
Centrales thermiques	169 637	_	169 637	
Site solaire	6 259	_	6 259	
	1 603 872	425 632	2 029 504	
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Sites éoliens	102 063	46 105	148 168	
Centrales hydroélectriques	58 166	_	58 166	
Centrales thermiques	30 090	_	30 090	
Site solaire	3 082	_	3 082	
	193 401	46 105	239 506	
BAIIA				
Sites éoliens	86 511	33 585	120 096	
Centrales hydroélectriques	42 715	_	42 715	
Centrales thermiques	5 247	_	5 247	
Site solaire	2 634	_	2 634	
	137 107	33 585	170 692	
Corporatif et éliminations	(26 564)	2 511	(24 053)	
	110 543	36 096	146 639	

	Exercice clos le 31 décembre 2013		
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)			
Sites éoliens	682 136	22 081	704 217
Centrales hydroélectriques	621 094	_	621 094
Centrales thermiques	143 369	_	143 369
Site solaire	5 945	_	5 945
	1 452 544	22 081	1 474 625
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE			
Sites éoliens	85 109	2 372	87 481
Centrales hydroélectriques	53 756	_	53 756
Centrales thermiques	27 446	_	27 446
Site solaire	2 712	_	2 712
	169 023	2 372	171 395
BAIIA			
Sites éoliens	66 594	3 363	69 957
Centrales hydroélectriques	40 413	_	40 413
Centrales thermiques	3 010	_	3 010
Site solaire	2 379	_	2 379
	112 396	3 363	115 759
Corporatif et éliminations	(14 259)	336	(13 923)
	98 137	3 699	101 836

Informations par secteur géographique

	Période de	Période de trois mois close le 31 décembre		
		2014		
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Canada	167 325	125 141	292 466	
France	184 020	_	184 020	
États-Unis	84 180	_	84 180	
	435 525	125 141	560 666	
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Canada	20 189	13 635	33 824	
France	26 785	_	26 785	
États-Unis	6 699	_	6 699	
	53 673	13 635	67 308	
BAIIA				
Canada	8 947	9 366	18 313	
France	16 352	_	16 352	
États-Unis	4 759	_	4 759	
	30 058	9 366	39 424	

	Période de	Période de trois mois close le 31 décembre		
	2013			
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)				
Canada	147 212	22 081	169 293	
France	168 452	_	168 452	
États-Unis	86 871	_	86 871	
	402 535	22 081	424 616	
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE				
Canada	17 317	2 371	19 688	
France	24 884	_	24 884	
États-Unis	7 295	_	7 295	
	49 496	2 371	51 867	
BAIIA				
Canada	9 130	2 337	11 467	
France	14 760	_	14 760	
États-Unis	5 149	_	5 149	
	29 039	2 337	31 376	

Informations par secteur géographique

		Exercice clos le 31 décembre			
		2014			
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle		
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Canada	636 929	425 632	1 062 561		
France	586 573	_	586 573		
États-Unis	380 370	_	380 370		
	1 603 872	425 632	2 029 504		
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Canada	70 768	46 105	116 873		
France	90 672	_	90 672		
États-Unis	31 961	_	31 961		
	193 401	46 105	239 506		
BAIIA					
Canada	33 741	36 096	69 837		
France	52 962	_	52 962		
États-Unis	23 840	_	23 840		
	110 543	36 096	146 639		

	Exe	Exercice clos le 31 décembre			
		2013			
(en milliers de \$, sauf les données en MWh)	IFRS	Ajustements Coentreprises	Consolidation proportionnelle		
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (MWh)					
Canada	571 062	22 081	593 143		
France	493 540	_	493 540		
États-Unis	387 942	_	387 942		
	1 452 544	22 081	1 474 625		
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE					
Canada	63 568	2 372	65 940		
France	73 854	_	73 854		
États-Unis	31 601	_	31 601		
	169 023	2 372	171 395		
BAIIA					
Canada	33 554	3 699	37 253		
France	40 719	_	40 719		
États-Unis	23 864	_	23 864		
	98 137	3 699	101 836		

États financiers consolidés Rapport de la direction

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

Les états financiers consolidés audités ont été révisés par le conseil d'administration et son comité d'audit. Le comité d'audit se compose exclusivement de membres indépendants et rencontre périodiquement pendant l'exercice l'auditeur indépendant. L'auditeur indépendant a libre accès au comité d'audit et le rencontre, avec ou sans la présence de la direction.

sabilité de l'auditeur onsolidés. Le rapport consolidés.

PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a audité les états financiers consolidés de Boralex inc. La indépendant consiste à exprimer une opinion professionnelle sur la présentation fidèle des états fina de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers consolidés de Boralex inc. La indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers consolidés de Boralex inc. La indépendant présentation fidèle des états financiers consolidés de Boralex inc. La indépendant consiste à exprimer une opinion professionnelle sur la présentation fidèle des états financiers de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur indépendant présente l'étendue de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur de leurs audits ainsi que leur opinion sur les états financiers de l'auditeur de leurs audits de l'auditeur de l'auditeur de leurs audits de l'auditeur de l'a	anciers co
(s) Patrick Lemaire	
Patrick Lemaire	
Président et chef de la direction	
(s) Jean-François Thibodeau	
Jean-François Thibodeau	
Vice-président et chef de la direction financière	
Montréal, Québec	
Le 9 mars 2015	

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 2014 et 2013 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 de ces 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 2014 et 2013 ainsi que de leur performance financière et de leurs flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, conformément aux IFRS.

(s) PricewaternouseCoopers s.r.i./s.e.n.c.r.i.	
Montréal, Québec	
Le 9 mars 2015	

¹ CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique no. A126402

Table des matières

TATS FINA	INCIERS CONSOLIDÉS	103
NOTES ANN	EXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	108
NOTE 1	STATUTS CONSTITUTIFS ET NATURE DES ACTIVITÉS	108
NOTE 2	BASE DE PRÉSENTATION	108
NOTE 3	PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES	108
NOTE 4	PRINCIPALES SOURCES D'INCERTITUDE	117
NOTE 5	REGROUPEMENT D'ENTREPRISES	119
NOTE 6	CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS	120
NOTE 7	STOCKS	120
NOTE 8	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	121
NOTE 9	AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET GOODWILL	122
NOTE 10	PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES	123
NOTE 11	AUTRES ACTIFS NON COURANTS	126
NOTE 12	FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS	126
NOTE 13	EMPRUNTS NON COURANTS	127
NOTE 14	DÉBENTURES CONVERTIBLES	130
NOTE 15	IMPÔTS	131
NOTE 16	PASSIF RELATIF AU DÉMANTÈLEMENT	132
NOTE 17	CAPITAL-ACTIONS, SURPLUS D'APPORT ET DIVIDENDES	132
NOTE 18	RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS	133
NOTE 19	CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	134
NOTE 20	PART DES ACTIONNAIRES SANS CONTRÔLE	135
NOTE 21	CHARGES PAR NATURE	136
NOTE 22	AUTRES GAINS	136
	CHARGES FINANCIÈRES	136
	ACTIVITÉS ABANDONNÉES	137
NOTE 25	RÉSULTAT NET PAR ACTION	137
NOTE 26	VARIATION DES ÉLÉMENTS HORS CAISSE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	137
NOTE 27	INSTRUMENTS FINANCIERS	138
NOTE 28	RISQUES FINANCIERS	140
NOTE 29	GESTION DU CAPITAL	142
NOTE 30	ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉ	144
NOTE 31	OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES	147
NOTE 32	INFORMATION SECTORIELLE	148
NOTE 33	ÉVÉNEMENTS SUBSÉQUENTS	151

États consolidés de la situation financière

		Au 31 décembre	Au 31 décembre
(en milliers de dollars canadiens)	Note	2014	2013
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		75 394	124 942
Encaisse affectée		12 459	19 366
Clients et autres débiteurs	6	59 154	41 625
Stocks	7	5 620	4 502
Autres actifs financiers courants	27	1 213	_
Frais payés d'avance		5 358	2 945
ACTIFS COURANTS		159 198	193 380
Immobilisations corporelles	8	1 215 411	799 213
Immobilisations incorporelles	9	254 007	257 058
Goodwill	9	134 044	49 890
Participations dans les Coentreprises	10	91 483	90 880
Actif d'impôts différés	15	13 141	_
Autres actifs financiers non courants	27	3 230	289
Autres actifs non courants	11	47 445	32 017
ACTIFS NON COURANTS		1 758 761	1 229 347
TOTAL DE L'ACTIF		1 917 959	1 422 727
PASSIF			
Fournisseurs et autres créditeurs	12	57 616	57 992
Part à moins d'un an des emprunts	13	172 044	84 034
Passif d'impôts exigibles		1 601	1 516
Autres passifs financiers courants	27	34 116	15 243
PASSIFS COURANTS		265 377	158 785
Emprunts non courants	13	989 087	578 914
Débentures convertibles	14	232 977	229 578
Passif d'impôts différés	15	30 780	37 493
Passif relatif au démantèlement	16	10 773	7 198
Autres passifs financiers non courants	27	33 622	19 704
Autres passifs non courants		19 024	4 921
PASSIFS NON COURANTS		1 316 263	877 808
TOTAL DU PASSIF		1 581 640	1 036 593
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires		303 191	356 448
Part des actionnaires sans contrôle		33 128	29 686
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES		336 319	386 134
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES		1 917 959	1 422 727

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Le conseil d'administration a approuvé les présents états financiers consolidés audités le 9 mars 2015.

(s) Robert F. Hall

(s) Pierre Seccareccia

Robert F. Hall, administrateur

Pierre Seccareccia, administrateur

(en milliers de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Note	2014	2013
REVENUS			
Produits de la vente d'énergie		193 401	169 023
Autres revenus		1 827	3 009
		195 228	172 032
CHARGES ET AUTRES			
Charges d'exploitation	21	64 296	54 357
Administration	21	13 479	13 214
Développement		10 319	4 145
Amortissement		60 410	53 888
Autres gains	22	(1 962)	(232)
Dépréciation des immobilisations corporelles	8	_	266
		146 542	125 638
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		48 686	46 394
Charges financières	23	58 097	50 693
Perte (Gain) de change	23	406	(788)
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers		8 187	(742)
Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises	10	3 426	$(2\ 116)$
Autres	10	17	63
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS		(14 505)	(4.048)
RESULTAT AVANT INIPOTS		(14 595)	(4 948)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	15	(854)	537
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		(13 741)	(5 485)
Résultat net des activités abandonnées	24	2 652	1 774
RÉSULTAT NET		(11 089)	(3 711)
,			
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX :			
Actionnaires de Boralex		(11 767)	(3 838)
Actionnaires sans contrôle		678	127
RÉSULTAT NET	,	(11 089)	(3 711)
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies		(14 419)	(5 612)
Activités abandonnées	24	2 652	1 774
		(11 767)	(3 838)
RÉSULTAT NET PAR ACTION DE BASE ET DILUÉ ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies		(0,38) \$	(0,15) \$
Activités abandonnées		0,07 \$	0,05 \$
	25	(0,31)\$	(0,10) \$

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

États consolidés du résultat global

(en milliers de dollars canadiens)	Note	2014	2013
RÉSULTAT NET		(11 089)	(3 711)
Autres éléments du résultat global qui seront reclassés ultérieurement en résultat net lorsque certaines conditions seront remplies	19		
Écarts de conversion :			
Gain (Perte) de change latent(e) sur conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes		(2 613)	18 026
Couverture d'un investissement net :			
Variation de la juste valeur		1 103	_
Impôts		(147)	_
Couvertures de flux de trésorerie :			
Variation de la juste valeur		(32 680)	7 917
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		11 615	8 361
Impôts		6 462	(4 819)
Couvertures de flux de trésorerie - Coentreprises :			
Variation de la juste valeur		(23 394)	16 319
Éléments de couverture réalisés et portés au résultat net		4 798	_
Éléments de couverture réalisés et portés à l'état de la situation financière		_	2 336
Impôts		4 819	(4 855)
Actif financier disponible à la vente :			
Variation de la juste valeur		_	858
Éléments réalisés et portés au résultat net		_	(149)
Total des autres éléments du résultat global		(30 037)	43 994
RÉSULTAT GLOBAL		(41 126)	40 283
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX :	,		
Actionnaires de Boralex		(39 070)	35 665
Actionnaires sans contrôle		(2 056)	4 618
RÉSULTAT GLOBAL		(41 126)	40 283
RÉSULTAT GLOBAL ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX			
Activités poursuivies		(41 722)	33 891
Activités abandonnées		2 652	1 774
		(39 070)	35 665
		(37 07 0)	

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

États consolidés des variations des capitaux propres

2014

								2017
	Capitaux propres attribuables aux actionnaires							
(en milliers de dollars canadiens)	Capital- actions (note 17)	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global (note 19)	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
SOLDE AU 1 ^{ER} JANVIER 2014	223 079	14 379	7 730	140 575	(29 315)	356 448	29 686	386 134
Résultat net Autres éléments du résultat global	_	_	_	(11 767)	(27 303)	(11 767) (27 303)		(11 089) (30 037)
RÉSULTAT GLOBAL				(11 767)	(27 303)	(39 070)		(41 126)
				,				
Dividendes (note 17)	_	_	_	(19 896)	_	(19 896)	(2 050)	(21 946)
Conversion de débentures convertibles (note 14) Exercice d'options (note 17)	318 4 860	_	_	_		318 4 860	_	318 4 860
<u> </u>	4 000	_	_	_	_	4 000	_	4 000
Charge relative aux options d'achat d'actions (note 18)	_	_	536	_	_	536	_	536
Excédent du produit sur rachat des actionnaires sans contrôle	_	_	_	(5)	_	(5)	(2)	(7)
Apport des actionnaires sans contrôle (note 20)	_	_	_	_	_	_	<i>7</i> 550	7 550
SOLDE AU 31 DÉCEMBRE 2014	228 257	14 379	8 266	108 907	(56 618)	303 191	33 128	336 319

2013

		Canita	y propres at	tribuables aux ac	tionnaires			
(en milliers de dollars canadiens)	Capital- actions (note 17)	Composante équité des débentures convertibles	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global (note 19)	Total	Part des actionnaires sans contrôle	Total des capitaux propres
SOLDE AU 1 ^{ER} JANVIER 2013	222 870	14 379	6 945	144 492	(68 818)	319 868	22 501	342 369
Résultat net	_	_	_	(3 838)		(3 838)		(3 711)
Autres éléments du résultat global	_		_	(2.020)	39 503	39 503	4 491	43 994
RÉSULTAT GLOBAL				(3 838)	39 503	35 665	4 618	40 283
Conversion de débentures convertibles (note 14) Exercice d'options (note 17)	94 115		_	_ _	_ _	94 115		94 115
Charge relative aux options d'achat d'actions (note 18)	_	_	785	_	_	785	_	785
Excédent du produit sur rachat des actionnaires sans contrôle	_	_	_	(79)	_	(79)	(26)	(105)
Apport des actionnaires sans contrôle (note 20)	_	_	_	_	_	_	2 593	2 593
SOLDE AU 31 DÉCEMBRE 2013	223 079	14 379	7 730	140 575	(29 315)	356 448	29 686	386 134

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(en milliers de dollars canadiens)	Note	2014	2013
Résultat net		(11 089)	(3 711)
Moins : Résultat net des activités abandonnées	24	2 652	1 774
Résultat net des activités poursuivies		(13 741)	(5 485)
Charges financières		58 097	50 693
Intérêts payés		(53 298)	(48 905)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat		(854)	537
Impôts payés		(2 940)	(3 372)
Éléments hors caisse du résultat :			
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers		8 187	(742)
Quote-part des résultats des Coentreprises	10	(3 426)	2 116
Amortissement		60 410	53 888
Dépréciation des immobilisations corporelles	8	_	266
Autres		1 246	1 920
		53 681	50 916
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	26	(2 020)	8 350
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		51 661	59 266
Acquisition d'entreprises, net de la trésorerie acquise	5	(196 879)	_
Nouvelles immobilisations corporelles		(167 686)	(107 479)
Variation de l'encaisse affectée		7 277	(18 890)
Augmentation de la participation dans les Coentreprises	10	(13 253)	(8 318)
Augmentation des actifs non courants		(1 350)	_
Variation des fonds de réserve		(6 825)	(13 956)
Projets en développement		(6 881)	(9 666)
Produit de disposition de la vente d'actifs détenus en vue de la vente	5	21 983	_
Autres		(491)	(74)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(364 105)	(158 383)
		, ,	
Augmentation nette des emprunts non courants		589 006	209 739
Remboursement de l'emprunt assumé lors d'une acquisition d'entreprise	5	(233 314)	_
Versements sur les emprunts non courants		(84 582)	(101 471)
Apport des actionnaires sans contrôle	20	5 235	2 593
Distribution aux actionnaires sans contrôle	20	(2 050)	_
Dividendes versés aux actionnaires de Boralex	17	(19 896)	_
Exercice d'options	17	4 860	115
Autres		(41)	(110)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		259 218	110 866
Trésorerie des activités abandonnées	24	3 122	2 054
ÉCART DE CONVERSION SUR LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		556	4 001
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		(49 548)	17 804
· ·			
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE		124 942	107 138
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE		75 394	124 942

Les notes afférentes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Notes annexes aux états financiers consolidés

Au 31 décembre 2014

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

Note 1. Statuts constitutifs et nature des activités

Boralex inc., ses filiales et ses coentreprises (« Boralex » ou la « Société ») sont voués au développement, à la construction et à l'exploitation de sites de production d'énergie renouvelable. Elle détient des participations dans 40 sites éoliens, 15 centrales hydroélectriques, deux centrales thermiques et un site solaire; le tout représentant une base d'actifs totalisant une puissance installée de 1 108 mégawatts (« MW ») de laquelle 938 MW sont sous son contrôle. De plus, Boralex s'est engagée, seule ou avec des partenaires, dans des projets énergétiques en développement représentant 160 MW additionnels. La Société assure également l'exploitation de deux centrales hydroélectriques pour le compte de R.S.P. Hydro inc., une entité dont deux des trois actionnaires sont Richard et Patrick Lemaire, administrateurs de la Société. Les ventes d'énergie se font principalement au Canada, en France et aux États-Unis.

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 dans les notes 1, 5, 30, 32 et 33 n'ont pas fait l'objet d'un audit de la part des auditeurs.)

Note 2. Base de présentation

Les présents états financiers consolidés audités ontété dressés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et énoncées dans le manuel de CPA Canada, y compris les normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations du Comité d'interprétation des normes internationales d'information financière (« IFRS IC ») applicables à la préparation d'états financiers, IAS 1, « Présentation des états financiers ». La Société a uniformément appliqué les mêmes conventions comptables dans l'ensemble des périodes présentées à l'exception des nouvelles normes adoptées durant l'année.

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.

Note 3. Principales méthodes comptables

Les principales méthodes comptables utilisées dans la préparation de ces états financiers consolidés audités 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.

Périmètre de consolidation

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

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 2014 sont les suivantes :

Nom de la Filiale	Droits de vote détenus	Emplacement
Boralex Europe S.A. ⁽¹⁾	74,67 %	Luxembourg
Boralex Énergie Verte S.A.S. (« BEV »)	100 %	France
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

⁽¹⁾ Le 27 février 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un règlement financier par lequel Boralex rachète la totalité de la participation en action de 25,33 % de Cube Energy SCA (« Cube ») dans Boralex Europe. Se référer à la note 33 pour plus de détails sur cette transaction.

Coentreprises

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 ces coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. La *Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises* 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 les sociétés contrôlées conjointement sont éliminés à la hauteur de la participation de la Société dans ces coentreprises.

Les principales coentreprises de la Société au 31 décembre 2014 sont les suivantes :

Nom de la coentreprise	% détenus	Emplacement
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 SENC (« Coentreprise phase I »)	50 %	Canada
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 SENC (« Coentreprise phase II »)	50 %	Canada

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 le *Cumul des autres éléments du résultat global*. Lors de la cession d'une société étrangère, les différences de change cumulées dans le *Cumul des 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 le *Cumul des 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 financiers 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 au *Cumul des autres éléments du résultat global*. À la suite d'une vente ou d'une dépréciation, les variations de la juste valeur cumulée inscrites dans le *Cumul des 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 12 mois, et comme un actif ou un passif courant lorsque la durée de vie résiduelle est de moins de 12 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 les swaps financiers de taux d'intérêt 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 le *Cumul des autres éléments du résultat global*. La partie inefficace du gain ou de la perte est comptabilisée immédiatement en résultat net, au poste *Perte nette* (Gain net) sur instruments financiers.

Les montants cumulés en capitaux propres sont reclassés en résultat net dans les périodes où l'élément couvert influe sur le résultat net (par exemple, lorsqu'une dépense d'intérêt prévue couverte se réalise). La partie efficace du dérivé de couverture est comptabilisée en résultat, au poste *Charges financières*. La partie inefficace du dérivé est comptabilisée en résultat, au poste *Perte nette (Gain net) 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 (Gain net) sur instruments financiers.*

Couverture d'un investissement net dans un établissement étranger autonome

La Société désigne les contrats de change à terme comme couverture d'un investissement net dans un établissement étranger autonome en monnaie étrangère. Dans cette relation de couverture d'un investissement net en devises, la variation de valeur de la partie efficace de l'instrument dérivé est comptabilisée dans le *Cumul des autres éléments du résultat global* et la variation de la partie inefficace est comptabilisée en résultat net, au poste *Perte nette (Gain net) sur instruments financiers*.

Les montants constatés dans le *Cumul des autres éléments du résultat global* sont reclassés en résultat net lorsque les gains ou pertes de change correspondants découlant de la conversion des établissements étrangers autonomes sont comptabilisés en résultat net.

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 ou de certificats de dépôts garantis par des banques. 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 ainsi que de réserves pour pourvoir à l'achat d'immobilisations corporelles à l'intérieur d'une période d'un an suivant la fin d'exercice.

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 d'utilité entre 5 et 40 ans.

Centrales hydroélectriques

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

Centrales thermiques

Les centrales thermiques sont amorties par composante selon la méthode linéaire sur une durée d'utilité entre 20 et 30 ans.

Site solaire

Le site solaire est amorti par composante selon la méthode linéaire sur une durée d'utilité 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'utilité 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*.

Autres immobilisations incorporelles

Contrats de vente d'énergie

Les coûts attribuables à l'acquisition de contrats de vente d'énergie sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée des contrats tenant compte d'une période de renouvellement, si applicable, soit de 15 à 40 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. À partir du 1^{er} janvier 2015, ces centrales seront amorties selon la méthode linéaire sur la durée restante des contrats, soit 20 et 21 ans.

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 20 à 30 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.

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 corporels et 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.

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 actifs non courants

Crédits d'impôts pour énergie renouvelable

Les crédits d'impôts pour énergie renouvelable qui ont été attribués sur la base des dépenses d'exploitation engagées ont été comptabilisés en réduction des coûts d'exploitation au cours de la période où ils ont été 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 dont le maintien de réserves pour le service de la dette ainsi que pour pourvoir à l'entretien d'immobilisations corporelles. Les fonds de réserve sont constitués de certificats de dépôt et 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 actualisée 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 sortie 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 antérieurs. 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 site, 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 sortie et sa valeur d'utilité. Pour évaluer la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimés sont ramenés à leur valeur actualisée 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 sortie, 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 actualisée 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.

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 le *Cumul des autres éléments du résultat global* ou dans les capitaux propres, en tel cas la charge d'impôts est comptabilisée respectivement dans le *Cumul des 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 temporaires générées par des participations dans des filiales et coentreprises, sauf s'il est probable que la différence temporaire ne s'inversera pas dans un avenir prévisible et que la Société contrôle la date à laquelle la différence temporaire 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 basé sur la condition de service de la haute direction en contrepartie d'une augmentation du *Surplus d'apport*. La juste valeur est déterminée en utilisant le modèle Black & 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 & 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

IFRIC 21, Droits ou taxes

En mai 2013, l'IASB a publié IFRIC 21, « Droits ou taxes », une interprétation d'IAS 37, « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », qui porte sur la comptabilisation de droits et de taxes imposés par les autorités publiques. IFRIC 21 fournit des indications dès lors où une entité doit comptabiliser un passif au titre d'un droit ou d'une taxe imposé par le gouvernement. IFRIC 21 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014 et doit être appliquée de manière rétrospective. Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté cette norme, et ce changement n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 2, Paiement fondé sur des actions

En décembre 2013, l'IASB a modifié la norme IFRS 2 afin de clarifier la définition de « condition d'acquisition des droits » en définissant séparément les termes « conditions de performance » et « conditions de service ». Le 1^{er} juin 2014, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 3, Regroupement d'entreprises

En décembre 2013, l'IASB a modifié la norme IFRS 3 afin de clarifier qu'une contrepartie éventuelle engagée lors d'un regroupement d'entreprises doit être classée à titre de passif ou de titres de capitaux propres et qu'une contrepartie qui n'est pas classée en tant que titres de capitaux propres doit être évaluée ultérieurement à la juste valeur. Le 1^{er} juin 2014, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

En décembre 2013, l'IASB a modifié la norme IFRS 13 afin de clarifier le fait qu'une entité n'est pas tenue de comptabiliser les créances et les dettes à court terme sans taux d'intérêt stipulé à un montant inférieur à celui de la facture d'origine lorsque l'effet de la non actualisation est négligeable.

L'IASB a également modifié cette norme afin de préciser que l'exception relative aux portefeuilles s'applique à l'ensemble des contrats compris dans le champ d'application de l'IAS 39, « Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation » ou de l'IFRS 9, « Instruments financiers », que ces contrats répondent ou non à la définition d'un actif financier ou d'un passif financier selon l'IAS 32, « Instruments financiers : Présentation ».

Le 1^{er} juin 2014, la Société a adopté par anticipation cette norme modifiée, et ce changement n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

Modifications futures de méthodes comptables

IFRS 9, Instruments Financiers

En juillet 2014, l'IASB a terminé le projet en trois parties visant à remplacer l'IAS 39, « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation », en publiant l'IFRS 9, « Instruments financiers ». L'IFRS 9 traite du classement et de l'évaluation des actifs et des passifs financiers, et introduit un modèle prospectif de dépréciation fondé sur les pertes attendues de même qu'une approche revue en profondeur de la comptabilité de couverture.

Pour déterminer si un actif financier doit être évalué au coût amorti ou à la juste valeur, l'IFRS 9 a recours à une nouvelle approche qui remplace les multiples règles de l'IAS 39. L'approche préconisée par l'IFRS 9 repose sur la manière dont une entité gère ses instruments financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie rattachés aux actifs financiers. La plupart des exigences de l'IAS 39 en matière de classement et d'évaluation des passifs financiers sont reprises dans l'IFRS 9. Cependant, dans le cadre de l'évaluation d'un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net, la partie des variations de la juste valeur liées au risque de crédit propre à l'entité sera présentée dans le *Cumul des autres éléments du résultat global* plutôt qu'à l'état du résultat.

L'IFRS 9 introduit aussi un modèle de dépréciation fondé sur les pertes attendues selon lequel les pertes de crédit attendues devront être comptabilisées en temps opportun. Plus précisément, les entités devront comptabiliser les pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale des instruments financiers, et comptabiliser en temps opportun les pertes de crédit attendues sur leur durée de vie.

Enfin, l'IFRS 9 introduit un nouveau modèle de comptabilité de couverture ainsi que de nouvelles exigences en termes de divulgation d'informations sur les activités de gestion des risques. Le nouveau modèle de comptabilité de couverture représente une refonte importante de la comptabilité de couverture, qui permettra aux entités de mieux rendre compte de leurs activités de gestion des risques dans leurs états financiers.

L'application de l'IFRS 9 sera en vigueur pour l'exercice de la Société ouvert à compter du 1^{er} janvier 2018, et l'application anticipée est permise. La Société évalue présentement l'incidence de l'adoption de cette norme sur les états financiers de la Société.

IFRS 10, États financiers consolidés et IAS 28 Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

IFRS 10, « États financiers consolidés » et IAS 28, « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » ont été révisées afin d'intégrer des modifications publiées en septembre 2014. Les modifications exigent la comptabilisation intégrale du profit ou de la perte découlant d'une transaction portant sur des actifs qui constituent une entreprise, conclue entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise. Elles exigent également la comptabilisation partielle du profit ou de la perte découlant d'une transaction portant sur des actifs qui ne constituent pas une entreprise, conclue entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société évalue présentement l'incidence de l'adoption de cette norme sur les états financiers de la Société.

IFRS 15, Produits tirés de contrats conclus avec des clients

En mai 2014, l'IASB a publié IFRS 15, « Produits tirés de contrats conclus avec des clients ». L'IFRS 15 est une nouvelle norme qui énonce les étapes à suivre pour comptabiliser les produits, et le moment auquel il convient de le faire, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. Le principe de base de l'IFRS 15 est qu'une entité doit comptabiliser ses revenus afin de refléter le transfert des services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces services. Cette norme remplace IAS 11, « Contrats de construction», IAS 18, « Produits des activités ordinaires», ainsi que plusieurs interprétations relatives aux produits. IFRS 15 prend effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et l'application anticipée est permise. La Société évalue présentement l'incidence de l'adoption de cette norme sur les états financiers de la Société.

IAS 16, Immobilisations corporelles et IAS 38, Immobilisations incorporelles

En mai 2014, l'IASB a modifié les normes IAS 16, « Immobilisations corporelles », et IAS 38, « Immobilisations incorporelles », afin de clarifier les méthodes d'amortissement qui sont permises selon ces normes. La méthode d'amortissement basée sur les revenus ne peut être utilisée pour amortir les immobilisations corporelles. Toutefois, dans des circonstances très limitées, cette méthode peut être utilisée pour l'amortissement des immobilisations incorporelles. Les normes modifiées doivent être appliquées de façon prospective pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'application anticipée est permise. La Société a évalué l'incidence et adoptera par anticipation ces normes à partir du 1^{er} janvier 2015. Actuellement, les contrats de vente d'énergie pour les centrales hydroélectriques américaines de South Glens Falls et Hudson Falls sont amortis selon une méthode basée sur leurs revenus. Afin de respecter les normes modifiées, ces contrats seront amortis de façon prospective selon la méthode linéaire sur leur durée restante soit 20 et 21 ans ou en 2034 et 2035, respectivement. L'impact annuel de ce changement pour South Glens Falls est une diminution de la dépense d'amortissement pour les années 2015 à 2024 de 290 000 \$ (250 000 \$ US) et une augmentation de la dépense d'amortissement de 2025 à 2034 de 290 000 \$ (570 000 \$ US). L'impact annuel de ce changement pour Hudson Falls est une diminution de la dépense d'amortissement pour les années 2015 à 2025 de 600 000 \$ (520 000 \$ US) et une augmentation de la dépense d'amortissement de 2026 à 2035 de 660 000 \$ (570 000 \$ US).

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 ses UGT et groupes d'UGT relatifs aux actifs incorporels à durée d'utilité indéterminée et aux goodwill. De plus, à chaque date de présentation, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation des actifs à durée d'utilité déterminée et indéterminée et des 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 projetés sur cinq ans et actualisés qui tiennent compte du contexte économique actuel et des estimations de la direction basées sur l'expérience passée de la Société. 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.

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.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et des 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 et, en particulier, elle doit évaluer à quel moment surviendra le renversement des différences temporaires 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'intérêt 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 entre la réalité et l'hypothèse requièrent un ajustement significatif de la valeur comptable du passif concerné.

Juste valeur des instruments financiers

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.

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.

Juste valeur des regroupements d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle attribue la juste valeur aux actifs acquis et aux passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques d'évaluation tenant compte de plusieurs hypothèses, liées notamment à la production, aux bénéfices, aux charges, aux taux d'intérêt et aux taux d'actualisation.

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.

Détermination de la phase de développement

La Société capitalise les frais de développement de ses projets au cours de la période précédant la mise en service de ces derniers. La comptabilisation d'une immobilisation incorporelle résultant de la phase de développement commence au moment où un projet donné satisfait aux critères de capitalisation des IFRS. La détermination de ce moment nécessite qu'un jugement significatif soit posé par la direction. La question à savoir s'il est survenu un événement ou un changement de circonstances indiquant qu'un projet atteint la phase de développement dépend de différents facteurs, notamment la faisabilité technique de l'achèvement de l'immobilisation incorporelle, l'intention de la direction d'achever l'immobilisation incorporelle et sa capacité à mettre en service le projet, la façon dont le projet générera des avantages économiques futurs probables, la disponibilité de ressources techniques et financières appropriées pour achever le développement ainsi que la capacité de la direction à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables au projet au cours de son développement.

Note 5. Regroupement d'entreprises

Acquisition d'Enel Green Power France S.A.S.

Le 18 décembre 2014, Boralex a acquis la totalité des actions émises et en circulation d'Enel Green Power France S.A.S. auprès d'Enel Green Power International B.V., filiale en propriété exclusive d'Enel Green Power S.P.A., moyennant une contrepartie de 188 948 000 \$ (132 272 000 €) en espèces. Cette Société a été rebaptisé Boralex Énergie Verte S.A.S. (« BEV »). BEV est un producteur d'électricité indépendant dont le siège social est situé à Lyon, en France. L'acquisition a permis à Boralex d'ajouter à son portefeuille (i) 12 parcs éoliens en exploitation dont la puissance installée totalise 186 MW, (ii) un parc éolien en cours de construction dont la puissance installée devrait s'établir à 10 MW et (iii) un portefeuille diversifié de projets de production d'énergie éolienne et solaire supplémentaires.

La contrepartie totale payée en espèces a été financée par des fonds de trésorerie, d'une augmentation de 45 000 000 \$ de la facilité de crédit rotatif existante pour porter la limite à 175 000 000 \$ et d'un crédit-relais de 100 000 000 \$.

Cette transaction a engendré des coûts d'acquisition de 5 340 000 \$ 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 en France dans le secteur éolien. La Société a comptabilisé l'acquisition selon la méthode de l'acquisition conformément à IFRS 3R, « Regroupement d'entreprises ». L'état de la situation financière et les résultats de cette acquisition sont consolidés à partir du 18 décembre 2014.

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

	Répartition pré	liminaire
	(en millier \$)	(en millier €)
Trésorerie	2 138	1 497
Clients et autres débiteurs	7 047	4 934
Autres actifs courants	1 426	998
Actifs détenus en vue de la vente	21 983	15 389
Immobilisations corporelles	310 232	217 177
Contrats de vente d'énergie	2 355	1 649
Goodwill	86 053	60 241
Actifs d'impôts différés	4 474	3 132
Autres actifs non courants	110	77
Passifs courants	(8 562)	(5 994)
Emprunts non courants assumés	(233 314)	(163 331)
Autres passifs non courants	(2 856)	(2 000)
Actif net	191 086	133 769
Moins:		
Trésorerie à l'acquisition	2 138	1 497
Contrepartie totale versée pour l'acquisition	188 948	132 272

Le poste Clients et autres débiteurs acquis lors de la transaction a une juste valeur de 7 047 000 \$ (4 934 000 €) et la Société prévoit tout encaisser au courant de l'année 2015. Le goodwill représente le potentiel de renouvellement des contrats de vente d'énergie des 12 parcs éoliens en exploitation, du parc éolien en cours de construction d'une puissance de 10 MW, du potentiel de réalisation du portefeuille de projets, ainsi que des synergies attendues du regroupement des activités à ceux de Boralex. Aux fins fiscales, l'écart d'acquisition ne sera pas un élément déductible.

Les actifs détenus en vue de la vente qui sont constitués d'un parc éolien de 10 MW ont été revendus à un tiers pour 21 983 000 \$ (15 389 000 €) le 23 décembre 2014.

La détermination préliminaire du prix d'achat a été établie selon la juste valeur à la date d'acquisition et convertie en utilisant un taux moyen pondéré. Le taux moyen a été calculé en utilisant la moyenne du taux de change en vigueur à la date d'acquisition et du taux de change de l'instrument financier conclu par la Société pour couvrir 126 000 000 € de cette acquisition. Les postes qui seraient susceptibles de changer suite à la finalisation de la répartition du prix d'achat sont *Contrats de vente d'énergie*, *Goodwill* et *Actifs d'impôts différés*.

Depuis la date d'acquisition, la société acquise a contribué aux produits de la vente d'énergie pour un montant 2 109 000 \$ (1 483 000 €) et a engendré un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 78 000 \$ (55 000 €). Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2014, l'équivalent de 12 mois des résultats auraient été inclus dans les résultats consolidés et la direction estime que les produits de la vente d'énergie consolidés auraient été de 239 222 000 \$ et le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex aurait été une perte de 12 751 000 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Ces estimations se fondent sur l'hypothèse que les ajustements à la juste valeur marchande qui ont été apportés à la date d'acquisition auraient été les mêmes si la transaction avait eu lieu le 1^{er} janvier 2014.

Acquisition de Calmont

Le 30 juillet 2014, Boralex a annoncé la conclusion d'une transaction au terme de laquelle 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 en France de 14 MW en cours de développement (le projet éolien « Calmont »), le tout pour un montant total en espèces payé de 5 500 000 €. Le paiement a été effectué en deux versements soit 4 840 000 \$ (3 315 000 €) en juillet et 3 091 000 \$ (2 185 000 €) en septembre 2014. 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 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 30 juillet 2014.

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

	Répartition	préliminaire
	(en millier \$)	(en millier €)
Actifs courants	13	9
Immobilisations corporelles	517	354
Contrats de vente d'énergie	8 004	5 482
Passifs courants	(504)	(345)
Actif net	8 030	5 500

La détermination préliminaire du prix d'achat a été établie selon la juste valeur à la date d'acquisition et le taux de change en vigueur à cette date. Le poste qui serait susceptible de changer suite à la finalisation de la répartition du prix d'achat est *Contrats de vente d'énergie*.

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 capitalisés à l'actif.

Note 6. Clients et autres débiteurs

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
Clients - net	32 209	26 026
Débiteurs de parties liées (note 31)	1 328	1 058
Taxes à recevoir	9 057	9 086
Paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles (note 11 c))	6 157	_
Autres débiteurs	10 403	5 455
	59 154	41 625

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 2014, environ 9 % (4 % au 31 décembre 2013) des clients et autres débiteurs étaient impayés depuis plus de 90 jours après la facturation, tandis qu'environ 70 % (88 % aux 31 décembre 2013) étaient en règle (moins de 30 jours).

Note 7. Stocks

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
Pièces de rechange	4 941	3 721
Résidus de bois	614	745
Autres matières premières	65	36
	5 620	4 502

Le coût des stocks est comptabilisé aux résultats sous le poste *Charges d'exploitation* et s'élève à 3 124 000 \$ en 2014 (3 144 000 \$ en 2013).

Note 8. Immobilisations corporelles

	Sites éoliens	Centrales hydroélectriques	Centrales thermiques	Site solaire	Corporatif	Total
Exercice clos le 31 décembre 2013 :						
Solde au début de l'exercice	456 149	183 448	25 836	18 586	5 005	689 024
Écart de conversion	34 389	6 537	265	2 102	(21)	43 272
Acquisition	77 775	31 373	2 638	_	2 393	114 179
Cession	(354)	_	(918)	_	_	(1 272)
Amortissement	(32 485)	(6 518)	(4 310)	(1 061)	(400)	(44 774)
Dépréciation	_	_	(266)	_	_	(266)
Autres variations	(379)	_	_	_	(571)	(950)
Solde à la fin de l'exercice	535 095	214 840	23 245	19 627	6 406	799 213
Au 31 décembre 2013 :						
Coût	693 941	242 143	51 348	22 550	11 196	1 021 178
Amortissement cumulé	(158 846)	(27 303)	(28 103)	(2 923)	(4 790)	(221 965)
Valeur nette comptable	535 095	214 840	23 245	19 627	6 406	799 213
Exercice clos le 31 décembre 2014 :						
Solde au début de l'exercice	535 095	214 840	23 245	19 627	6 406	799 213
Écart de conversion	(20 553)	8 876	(448)	(777)	6	(12 896)
Acquisition	137 807	13 664	9 198	_	376	161 045
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises (note 5)	310 749	_	_	_	_	310 749
Transfert d'actifs à partir de projets en développement	7 571	_	_	_	_	7 571
Cession	(42)	_	(270)	_	_	(312)
Amortissement	(37 963)	(7 656)	(3 367)	(1 134)	(525)	(50 645)
Autres variations	686	_	_	_	_	686
Solde à la fin de l'exercice	933 350	229 724	28 358	17 716	6 263	1 215 411
Au 31 décembre 2014 :						
Coût	1 124 037	268 620	59 053	21 601	11 533	1 484 844
Amortissement cumulé	(190 687)	(38 896)	(30 695)	(3 885)	(5 270)	(269 433)
Valeur nette comptable	933 350	229 724	28 358	17 716	6 263	1 215 411

L'amortissement des immobilisations corporelles est comptabilisé au poste *Amortissement*. L'amortissement des immobilisations corporelles s'élève à 50 645 000 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (44 774 000 \$ en 2013), incluant un montant de 279 000 \$ relativement aux contrats de location-financement (870 000 \$ en 2013). Le coût et l'amortissement cumulé des biens détenus en vertu de contrats de location-financement s'élèvent respectivement à 5 523 000 \$ et 3 617 000 \$ au 31 décembre 2014 (17 738 000 \$ et 10 800 000 \$ au 31 décembre 2013). Les immobilisations comprennent des pièces de rechange pour un montant de 2 839 000 \$ (2 850 000 \$ au 31 décembre 2013) et des sites en construction pour un montant de 76 795 000 \$ (72 068 000 \$ au 31 décembre 2013). Ces immobilisations ne sont pas amorties jusqu'à leur mise en service.

Au 31 décembre 2014, un montant de 9 591 000 \$ (16 697 000 \$ en 2013) des acquisitions d'immobilisations corporelles n'est pas encore payé et est inclus dans les *Fournisseurs et autres créditeurs*.

Note 9. Autres immobilisations incorporelles et goodwill

	Autres immobilisations incorporelles					
	Contrats de vente d'énergie	Droits d'eau	Projets en développement	Autres incorporels	Total	Goodwill
Exercice clos le 31 décembre 2013 :						
Solde au début de l'exercice	108 411	108 944	31 295	4 465	253 115	48 663
Écart de conversion	5 716	_	2 872	152	8 740	1 027
Acquisitions	_	19	10 536	_	10 555	200
Cession d'actifs de la Coentreprise phase II	_	_	(6 382)	_	(6 382)	_
Amortissement	(5 827)	(2 965)	_	(322)	(9 114)	_
Autres variations	2 906	_	(2 762)	_	144	_
Solde à la fin de l'exercice	111 206	105 998	35 559	4 295	257 058	49 890
Au 31 décembre 2013 :						
Coût	140 986	115 871	35 559	6 980	299 396	49 890
Amortissement cumulé	(29 780)	(9 873)	_	(2 685)	(42 338)	_
Valeur nette comptable	111 206	105 998	35 559	4 295	257 058	49 890
Exercice clos le 31 décembre 2014 :						
Solde au début de l'exercice	111 206	105 998	35 559	4 295	257 058	49 890
Écart de conversion	(427)	_	(884)	30	(1 281)	(1 899)
Acquisitions	_	_	5 821	680	6 501	_
Acquisition par voie de regroupement d'entreprises (note 5)	10 359	_	_	110	10 469	86 053
Transfert d'actifs à immobilisations corporelles	_	_	(7 571)	_	(7 571)	_
Amortissement	(6 473)	(2 964)	_	(328)	(9 765)	_
Autres variations	13 322	_	(13 975)	(751)	(1 404)	_
Solde à la fin de l'exercice	127 987	103 034	18 950	4 036	254 007	134 044
Au 31 décembre 2014 :						
Coût	166 844	115 871	18 950	7 049	308 714	134 044
Amortissement cumulé	(38 857)	(12 837)	_	(3 013)	(54 707)	_
Valeur nette comptable	127 987	103 034	18 950	4 036	254 007	134 044

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	17 ans
Droits d'eau	26 ans

Les *Droits d'eau* de la centrale hydroélectrique de Buckingham, qui s'élèvent à 38 214 000 \$ (38 214 000 \$ en 2013), ne sont pas amortis puisqu'ils ont une durée d'utilité indéterminée.

Les *Projets en développement* comprennent majoritairement des projets éoliens et hydroélectriques au Québec, en Ontario, en Colombie-Britannique et en France.

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 groupes d'unités génératrices de trésorerie de (i) sept centrales hydroélectriques, (ii) les parcs éoliens de St-Patrick, Vron, Fortel-Bonnières et du projet St-François, et (iii) les 12 parcs éoliens en exploitation et le projet en développement acquis lors du regroupement du 18 décembre 2014 selon leur valeur respective au 31 décembre 2014 de 38 063 000 \$, 9 379 000 \$ (6 681 000 €) et 84 567 000 \$ (60 241 000 €).

Au 31 octobre 2014, 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 justifie leurs valeurs aux livres. Un taux d'actualisation entre 5 % et 6 % ainsi qu'un taux de croissance de 2 % ont été utilisés pour effectuer ce test de dépréciation.

Note 10. Participations dans les Coentreprises

Coentreprises phases I et II

La Société a conclu des ententes de partenariat avec une filiale de Société en commandite Gaz Métro et Valener inc. et a créé Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3 (« Coentreprise phase I »), société en nom collectif et Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4 (« Coentreprise phase II »), société en nom collectif, situées au Canada, dont chacun détient une participation de 50 %. Selon les ententes, toutes les dépenses sont effectuées en partenariat et tous les bénéfices, coûts, dépenses, responsabilités, obligations et risques résultant de ces coentreprises sont partagés en parts égales de manière conjointe mais non solidaire. La participation de la Société dans ces coentreprises est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La date de fin d'exercice de ces coentreprises est le 31 décembre. Le parc éolien de la phase II a été mis en service le 1^{er} décembre 2014.

Coentreprise au Danemark

En juillet 2014, Boralex a conclu un contrat de coentreprise avec un développeur danois. La coentreprise a comme objectif de développer un projet éolien « offshore » au Danemark. Boralex a investi 1 818 000 € (2 656 000 \$) qui ont servi à acquérir 50 % de la coentreprise et qui serviront à financer les activités de développement.

Participations dans les Coentreprises

				2014			2013
	Phase I	Phase II	Danemark	Total	Phase I	Phase II	Total
Solde au début de la période	75 442	15 438	_	90 880	58 994	_	58 994
Apport en espèces	3 416	7 181	2 656	13 253	_	8 318	8 318
Apport en capital	_	_	_	_	_	6 382	6 382
Part du résultat net	6 147	(45)	(3)	6 099	(1 412)	(12)	(1 424)
Part des autres éléments du résultat global	(17 718)	(794)	(84)	(18 596)	17 860	795	18 655
Autres	_	(153)	_	(153)	_	(45)	(45)
Solde à la fin de la période	67 287	21 627	2 569	91 483	75 442	15 438	90 880

États financiers des Coentreprises phases I et II (100 %)

			Au 31 décembre			Au 31 décembre
			2014			2013
	Phase I	Phase II	Total	Phase I	Phase II	Total
Trésorerie et équivalent de trésorerie	21 534	1 367	22 901	552	4 646	5 198
Encaisse affectée	970	13 741	14 711	35 279	46 241	81 520
Autres actifs courants	8 571	16 514	25 085	61 306	960	62 266
Actifs financiers non courants	_	_	_	1 947	_	1 947
Actifs non courants	676 785	182 050	858 835	707 082	61 969	769 051
TOTAL DE L'ACTIF	707 860	213 672	921 532	806 166	113 816	919 982
Part à moins d'un an des emprunts	23 156	16 280	39 436	76 951	_	76 951
Autres passifs courants	9 197	5 646	14 843	42 861	4 370	47 231
Emprunts non courants	456 914	135 430	592 344	482 248	70 890	553 138
Passifs financiers non courants	33 504	_	33 504	_	_	_
Autres passifs non courants	50 516	12 652	63 168	53 224	7 589	60 813
TOTAL DU PASSIF	573 287	170 008	743 295	655 284	82 849	738 133
ACTIFS NETS	134 573	43 664	178 237	150 882	30 967	181 849

			2014			2013
	Phase I	Phase II	Total	Phase I	Phase II	Total
Produits de la vente d'énergie	90 612	1 597	92 209	4 743	_	4 743
Charges d'exploitation	12 443	169	12 612	755	_	755
Administration	144	64	208	265	63	328
Développement	_	15	15	_	_	_
Amortissement	34 988	746	35 734	3 217	_	3 217
Autres gains	(2 569)	(51)	(2 620)	(215)	_	(215)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	45 606	654	46 260	721	(63)	658
Charges financières (Revenus d'intérêts) Perte de change	33 310 2	727 8	34 037 10	2 982 173	(28)	2 954 175
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	_	10	10	390	(13)	377
RÉSULTAT NET	12 294	(91)	12 203	(2 824)	(24)	(2 848)
Cumul des autres éléments du résultat global	(35 435)	(1 588)	(37 023)	35 719	1 590	37 309
RÉSULTAT GLOBAL	(23 141)	(1 679)	(24 820)	32 895	1 566	34 461

Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises

Le tableau suivant concilie la quote-part totale des Coentreprises tel que présenté à l'état consolidé des résultats de Boralex :

				2014			2013
	Phase I	Phase II	Danemark	Total	Phase I	Phase II	Total
Part des résultats	6 147	(45)	(3)	6 099	(1 412)	(12)	(1 424)
Autres (1)	(2 664)	(9)	_	(2 673)	(692)	_	(692)
Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises	3 483	(54)	(3)	3 426	(2 104)	(12)	(2 116)

⁽¹⁾ La rubrique *Autres* est constitué de l'amortissement des gains (pertes) latents non réalisés de Boralex sur les swaps financiers de taux d'intérêt désignés pour les projets éoliens de la phase I et II. Ces gains (pertes) latents, qui avaient été cumulé dans le *Cumul des autres éléments du résultat global* lors de la cessation des relations de couverture, sont comptabilisés en résultat net sur la durée du financement des emprunts des Coentreprises.

Quote-part du résultat global des Coentreprises

Le tableau suivant concilie la variation de la juste valeur des instruments financiers des Coentreprises tel que présenté à l'état consolidé du résultat global de Boralex :

				2014			2013
	Phase I	Phase II	Danemark	Total	Phase I	Phase II	Total
Part du résultat global	(17 718)	(794)	(84)	(18 596)	17 860	795	18 655

Quote-part de Boralex dans les engagements des Coentreprises phases I et II

	2014			
		Paiem	ents	
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Ententes de service	617	2 591	12 805	16 013
Contrats d'entretien	2 734	20 995	1 466	25 195
Contrats de location de terrain	957	3 972	16 072	21 001
Total	4 308	27 558	30 343	62 209

Contrats de vente d'énergie

Les Coentreprises se sont engagés à vendre la totalité de leur production d'électricité (sujet à certains minimums) en vertu de contrats d'une durée de 20 ans échéant en 2033 et 2034. Une portion du prix de ces contrats possède une indexation annuelle, selon l'évolution de l'indice des prix à la consommation (« IPC »).

Ententes de service

Boralex, aux termes de contrats de service signés avec les Coentreprises phases I et II, sera l'opérateur des parcs éoliens et sera chargé de fournir l'exploitation, l'entretien et l'administration du site. Les contrats d'une durée de 21 ans viennent à l'échéance en 2033 et 2034. Les montants à payer en vertu de ces ententes sont limitées aux frais d'exploitation et d'entretien et comprennent des frais de gestion fixes et variables. Les frais de gestion fixes sont indexés annuellement selon un multiple de l'IPC.

Contrats d'entretien

Les Coentreprises ont conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2028 et 2029. Ces contrats ont une option de résiliation, au gré des coentreprises, après sept ans.

Contrats de location de terrain

Les Coentreprises possèdent des contrats de location de terrains en vertu de baux échéant en 2033 et 2034 et renouvelé annuellement au gré du locataire. Les terrains sur les quels sont implantées les éoliennes sont loués pour un montant annuel d'environ 1 890 000 \$, indexé annuellement au taux de 1,5 %.

Financements

Coentreprise phase I

Le financement de la Coentreprise phase I, garanti par les actifs de cette coentreprise et sans recours contre les partenaires, consiste en des emprunts non courant, un crédit-relais et des facilités de lettres de crédit. Les emprunts non courants, dont le taux d'intérêt est variable basé sur CDOR, ajusté d'une marge, sont remboursable par versements semestriellement sur une période de 18 ans et échéant en 2031. Rappelons que le 28 juillet 2014, la Société a rencontré l'ensemble des conditions requises pour la conversion des prêts de constructions en emprunts non courants. Tel que prévu à la convention de crédit, le montant de dette initial de 560 000 000 \$ a été recalculé sur la base des données financières et des hypothèses courantes et le montant autorisé a été révisé à la baisse à 535 000 000 \$, résultant en un paiement de 8 655 000 \$ de la tranche non couverte à même les liquidités du projet. Une partie de ces emprunts, 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. De plus, en août, la Société a obtenu d'Hydro-Québec le remboursement des coûts encourus pour la construction du poste de transformation et du réseau collecteur. Le montant reçu a servi à rembourser, le 20 août 2014, le crédit-relais de 51 639 000 \$ qui avait été conclus afin de financer ces coûts pendant la période de construction.

Au 31 décembre 2014, le solde brut des emprunts non courants est de 511 511 000 \$ et 46 253 000 \$ de lettres de crédit ont été émises.

La Coentreprise phase I a conclu des opérations de swap de taux d'intérêt variant de 3,18 % à 3,22% afin de fixer le taux de financement pour une portion significative du projet sur la durée prévue du financement sous-jacent. Au 31 décembre 2014, le solde notionnel de ces swaps est de 482 306 000 \$ (551 732 000 \$ en 2013) et leur juste valeur défavorable est de 33 504 000 \$ (favorable de 1 947 000 \$ en 2013).

Les emprunts non courants contiennent certaines clauses restrictives typiques à ce genre de financement et, au 31 décembre 2014, la Coentreprise respecte l'ensemble de ces engagements.

Coentreprise phase II

Le financement de la Coentreprise phase II, garanti par la totalité des actifs de cette coentreprise et sans recours contre les partenaires, consiste en un crédit-relais à court terme de 12 901 000 \$, une facilité de lettres de crédit totalisant 10 773 000 \$ ainsi qu'en un prêt de construction de 142 445 000 \$ qui se convertira en prêt à terme remboursable par versements trimestriels sur une période de 19,5 ans et portera intérêt à un taux fixe de 5,66 % sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2014, 12 901 000 \$ et 142 445 000 \$ ont été tirés sur le crédit-relais à court terme et le prêt de construction, respectivement, et 2 833 000 \$ de lettres de crédit ont été émises.

Éventualité

Le 24 octobre 2013, une requête pour autorisation d'exercer un recours collectif et se voir attribuer le statut de représentants a été déposée à la Cour Supérieure du Québec à l'encontre des Coentreprises. Les demandeurs de la requête sollicitent l'autorisation de la Cour afin d'exercer un recours collectif pour le compte d'un groupe de personnes concernant des allégations, entre autres, de trouble de voisinage (bruits, poussière, etc.) subis en raison de la construction des Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré phases I et II. La requête pour autorisation d'exercer un recours collectif et pour obtenir le statut de représentants a été entendu le 17 septembre 2014 par le juge et celui-ci a pris la cause en délibérée.

Note 11. Autres actifs non courants

		Au 31 décembre	Au 31 décembre
	Note	2014	2013
Fonds de réserve	a)	29 987	22 850
Crédits d'impôts pour énergie renouvelable	b)	7 609	8 705
Paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles	c)	6 956	40
Investissements	d)	1 576	422
Coût d'emprunt, net de l'amortissement cumulé		1 071	_
Autres		246	_
		47 445	32 017

- a) 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 26 169 000 \$ (9 659 000 €, 7 414 000 \$ US et 4 008 000 \$) au 31 décembre 2014 et 19 170 000 \$ (5 156 000 €, 7 160 000 \$ US et 3 999 000 \$) au 31 décembre 2013. Une réserve pour pourvoir à l'entretien d'immobilisations corporelles s'élève à 3 369 000 \$ (2 816 000 \$ US et 102 000 \$) au 31 décembre 2014 et 3 317 000 \$ (3 072 000 \$ US et 50 000 \$) au 31 décembre 2013.
- b) 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.
- c) Les *Paiement à recevoir au titre des immobilisations corporelles* sont composés de somme à recevoir par Hydro-Québec pour le remboursement du poste de transformation et du réseau collecteur pour certains projets en développement.
- d) Les investissements sont composés majoritairement d'une participation de 27 % dans la société CelluFuel Inc.

Note 12. Fournisseurs et autres créditeurs

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
Fournisseurs	10 039	12 804
Créditeurs de parties liées (note 31)	220	2 872
Frais courus	23 242	17 544
Autres créditeurs	24 115	24 772
	57 616	57 992

Note 13. Emprunts non courants

					Au 31 décembre	Au 31 décembre
					2014	2013
	Note	Échéance	Taux (1)	Devise d'origine	\$ CAN	\$ CAN
Prêt à terme – centrale Ocean Falls	a)	2024	6,55		8 848	9 514
Prêt à terme – parcs éoliens Thames River	b)	2031	7,05		160 094	166 974
Prêt à terme – parc éolien Témiscouata I	c)	2032	3,46		49 639	_
Prêt à terme – parc éolien Témiscouata II	d)	2033	3,42		10 533	_
Prêt à terme – centrale Jamie Creek	e)	2054	5,42		55 250	55 250
Crédit rotatif	f)	2018	_		110 561	_
Crédit-relais	g)	2015	_		100 000	_
Billet canadien de premier rang garanti, remboursé		_	_		_	35 450
Autres dettes		_	_		6 776	3 623
CANADA					501 701	270 811
Crédits-baux en France	h)	2015	5,74	323	453	2 088
Prêt à terme – parc éolien Nibas	i)	2016	5,00	2 054	2 883	4 406
Convention cadre – parcs éoliens en France	j)	2017-2025	4,69	101 732	142 811	164 788
Prêt à terme – parc éolien St-Patrick	k)	2025	4,94	31 185	43 778	49 500
Prêt à terme – parc solaire Lauragais	I)	2025-2028	4,00	10 760	15 105	16 961
Prêt à terme – parc éolien La Vallée	m)	2028	4,42	32 203	45 207	48 673
Prêt à terme – parcs éoliens Fortel-Bonnières et St-François	n)	2028-2029	3,55	55 455	77 848	_
Prêt à terme – parc éolien Vron	o)	2030	3,34	10 820	15 189	19 130
Prêt à terme – parcs éoliens Boralex Énergie Verte	p)	2030	2,33	170 000	238 646	_
Autres dettes		_	_	4 270	5 989	1 604
FRANCE				418 802	587 909	307 150
Billet américain de premier rang garanti	q)	2026	3,51	80 367	93 234	95 724
ÉTATS-UNIS				80 367	93 234	95 724
			3,94		1 182 844	673 685
Part à moins d'un an des emprunts					(172 044)	(84 034)
Coût d'emprunt, net de l'amortissement cumulé					(21 713)	(10 737)
					989 087	578 914

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

- a) Ce prêt, garanti par la totalité des actifs de la centrale d'**Ocean Falls**, porte intérêt à un taux d'intérêt fixe de 6,55 % et est assorti de remboursements mensuels en principal et intérêts.
- b) Ce prêt, garanti par la totalité des actifs des centrales éoliennes de **Thames River** en Ontario, est assorti de remboursements trimestriels en principal et intérêts et porte intérêt à un taux fixe de 7,05 %. De plus, ce financement possède une facilité de lettres de crédit renouvelable le 15 mars 2016, 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 %.
- c) Le 26 juin 2014, la Société a annoncé la clôture du financement à long terme du parc éolien **Témiscouata I**. Le prêt, garanti par les actifs de ce parc éolien, consiste en un prêt de construction de 51 997 000 \$ qui se convertira en un prêt à terme remboursable sur une période d'amortissement de 18 ans après une certaine période suivant la mise en service qui a eu lieu en décembre 2014. Le taux d'intérêt est fixé à 5,41 % sur environ 90 % de la dette totale après la conversion du prêt de construction en emprunt à terme. Depuis la phase de construction, jusqu'à cette date, le taux d'intérêt sur le prêt de construction est variable et basé sur CDOR ajusté d'une marge d'un peu plus de 2 %. Les facilités de crédit comportent des montants disponibles pour l'émission des lettres de crédit requises ainsi qu'un crédit-relais pour financer certains coûts remboursables par Hydro-Québec pour un montant total de 12 066 000 \$.
- d) Le 26 juin 2014, la Société a également annoncé la clôture du financement à long terme du parc éolien **Témiscouata II**. Le prêt, garanti par les actifs de ce parc éolien, consiste en un prêt de construction de 127 031 000 \$ qui se convertira en un prêt à terme remboursable sur une période d'amortissement de 18 ans après le début de l'exploitation commerciale prévu en décembre 2015. Le taux d'intérêt est fixé à 5,72 % sur environ 90 % de la dette totale après la conversion du prêt de construction en emprunt à terme. Durant la phase de construction, jusqu'à cette date, le taux d'intérêt sur le prêt de construction est variable et basé sur CDOR ajusté d'une marge d'un peu plus de 2 %. Les facilités de crédit comportent des montants disponibles pour l'émission des lettres de crédit requises ainsi qu'un crédit-relais pour financer certains coûts remboursables par Hydro-Québec pour un montant total de 15 633 000 \$.
- e) Ce prêt est garanti par la totalité des actifs de la centrale hydroélectrique **Jamie Creek**, en Ontario. Le prêt bénéficie d'une période de grâce de plus de 9 ans au niveau du remboursement de capital et sera par la suite amorti en totalité par versements semestriels sur une période de 31 ans. Le taux d'intérêt sur le financement est fixé à 5,42 % sur la durée du prêt.

- f) Le 18 décembre 2014, Boralex a augmenté sa facilité de crédit rotatif d'un montant de 45 000 000 \$ pour atteindre une limite de 175 000 000 \$ avec un terme initial de quatre ans renouvelable annuellement par la suite. 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 inc., de ses centrales situées au Québec et par ses investissements dans ses activités américaines. Au 31 décembre 2014, un montant de 110 561 000 \$ a été tiré au comptant sur cette facilité de crédit et un montant total de 27 679 000 \$ était émis au titre de lettres de crédit. La disponibilité pourrait être augmentée de 50 000 000 \$ sous certaines conditions.
- g) Pour financer une partie du prix d'achat de BEV, le 18 décembre 2014, la Société a conclu une facilité de crédit-relais de 100 000 000 \$, qui a été remboursé le 12 janvier 2015 au moyen du produit de la vente d'actions ordinaires de catégorie A de Boralex. Boralex a émis 8 430 000 actions au prix de 13,05 \$ chacun pour un produit brut de 110 011 000 \$. Le taux d'intérêt sur le financement de 100 000 000 \$ est variable basé sur le taux préférentiel ajusté d'une marge de 2,25 %.
- h) 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 323 000 € (453 000 \$) au 31 décembre 2014 (1 425 000 € (2 088 000 \$) au 31 décembre 2013). Ces crédits portent intérêt à un taux fixe et comportent des versements trimestriels. La valeur comptable nette des immobilisations qui y sont rattachées est de 1 358 000 € (1 906 000 \$) au 31 décembre 2014 (4 734 000 € (6 938 000 \$) au 31 décembre 2013).
- i) Ce prêt, garanti par la totalité des actifs du parc éolien de **Nibas**, porte intérêt à un taux fixe de 5,00 % et est assorti de remboursements trimestriels en principal et intérêts.
- j) 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. 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. Les remboursements en principal et intérêts sont effectués semestriellement, sur une période de 15 ans pour la Sénior et de 10 ans pour la Junior, depuis la mise en service commerciale propre à chaque projet. Au 31 décembre 2014, le solde de la Sénior était de 95 643 000 € (134 263 000 \$) (105 187 000 € (154 152 000 \$) au 31 décembre 2013), tandis que le solde de la Junior était de 6 089 000 € (8 548 000 \$) (7 258 000 € (10 636 000 \$) au 31 décembre 2013). À cette même date, des lettres de crédit d'un montant de 9 994 000 € (14 030 000 \$) ont été émises afin de couvrir les différentes réserves exigées en vertu de la convention cadre.
- k) Ce prêt, garanti par les actifs du parc éolien **St-Patrick** en France, est assorti de 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 la prochaine année, 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. Ces swaps permettent de garantir un taux fixe pour environ 75 % de la dette totale. Actuellement, le taux d'intérêt variable est de 2,47 % 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.
- l) Ce prêt, garanti par les actifs du parc solaire **Lauragais** en France, se compose d'un montant de 3 000 000 € (4 211 000 \$) sur 15 ans, d'un montant de 10 000 000 € (14 038 000 \$) sur 18 ans. Les remboursements en principal et intérêts sont effectués semestriellement. Le taux d'intérêt sur le financement de 3 000 000 € (4 211 000 \$) 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. Le taux d'intérêt sur le financement de 10 000 000 € (14 038 000 \$) est fixé à 2,05 % ajusté d'une marge pour une durée 10 ans, soit jusqu'en 2020. Le taux sera ensuite révisé fixé pour la durée restante 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.
- m) Ce prêt, garanti par les actifs du parc éolien de **La Vallée** en France, se compose d'un montant de 27 000 000 € (37 903 000 \$) sur 15 ans et d'un montant de de 6 400 000 € (8 984 000 \$) sur 15 ans. La Société effectue des remboursements trimestriellement en principal et intérêts. Le taux d'intérêt assorti à ce financement est variable basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge de 2,6 %. Afin de réduire son exposition aux variations de taux, des swaps financiers de taux d'intérêt ont été conclus, soit un premier pour un montant nominal de 27 000 000 € (37 903 000 \$) à un taux de 1,86 % sur 15 ans, ainsi qu'un deuxième pour un montant nominal de 6 400 000 € (8 984 000 \$) à un taux de 1,64 % sur 15 ans. Ces swaps permettent de fixer le taux moyen combiné incluant les marges à 4,47 % sur 15 ans pour 100 % de la dette totale.
- n) Le 22 avril 2014, la Société a annoncé la clôture du financement à long terme des parcs éoliens Fortel-Bonnières et St-François en France. Le prêt, garanti par les actifs de ces parcs éoliens, se compose d'un montant de 48 980 000 € (68 758 000 \$) sur 14 ans et d'un montant de 12 239 000 € (17 181 000 \$) sur 15 ans et d'un montant de 4 000 000 € (5 615 000 \$) sur un financement TVA (rotatif). La Société effectuera des remboursements trimestriels en principal et intérêts. Le premier des remboursements trimestriels se fera le 31 mars 2015. Le taux d'intérêt sur le financement de 48 980 000 € est fixé à 3,65 % pour une durée de 10 ans, soit jusqu'en 2024, puis sera révisé à compter de la onzième année. Le taux d'intérêt sur le financement de 12 239 000 € est variable et basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge; la Société a toutefois utilisé des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition à la variation de taux sur 100 % de ce financement et en fonction de sa durée totale.

Note 13. Emprunts non courants (suite)

- o) Ce prêt, garanti par les actifs du parc éolien **Vron** en France, se compose d'une tranche d'un montant de 1 550 000 € (2 176 000 \$), d'une tranche d'un montant de 9 640 000 € (13 533 000 \$) et d'un fonds de réserve pour démantèlement d'un montant de 360 000 € (505 000 \$) non tiré, le tout totalisant un financement de 14 150 000 € (19 864 000 \$). Le prêt est amorti en totalité par versements trimestriels sur une période de 15 ans. Le taux d'intérêt sur le financement de 1 550 000 € (2 176 000 \$) est variable et basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge. Le taux d'intérêt sur le financement de 9 640 000 € (13 533 000 \$) sera fixe pour une durée de 10 ans, soit jusqu'en 2023. Le taux sera ensuite révisé et fixé pour la durée restante du prêt. La Société a utilisé des swaps de taux d'intérêt afin de réduire son exposition à la variation de taux pour les années 1 à 15 qui couvrira 100 % de la dette durant cette période. Les swaps qui ont été mis en place permettent de fixer le taux moyen combiné incluant les marges à 3,47 % sur 15 ans.
- Énergie Verte. Le prêt, sans recours, de 180 000 000 € (252 684 000 \$) est remboursable sur une période d'amortissement de 15 ans et est composé de trois tranches. La première tranche, d'un montant de 60 000 000 € (84 228 000 \$), porte un taux d'intérêt variable basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge de 1,50 % pour les cinq prochaines années, de 1,75 % pour les cinq années suivantes, pour enfin clore à 2,00 % pour les cinq dernières années. La deuxième tranche, d'un montant de 10 000 000 € (14 038 000 \$), porte aussi un taux d'intérêt variable basé sur l'EURIBOR, ajusté d'une marge de 1,50 % pour les cinq prochaines années, de 1,75 % pour les cinq années suivantes, pour enfin clore à 2,00 % pour les cinq dernières années. Enfin la troisième tranche, d'un montant de 110 000 000 € (154 418 000 \$), porte un taux d'intérêt est fixe de 2,23 %. Cependant, ce taux sera augmenté aux 5 ans de 25 points de base. De plus, le prêt sera augmenté de 25 000 000 € (35 095 000 \$) une fois certaines conditions réalisées dans les douze mois suivant la clôture de l'acquisition. Afin de réduire son exposition aux variations de taux d'intérêt, des swaps financiers de taux d'intérêt ont été utilisé pour couvrir 100 % de la dette de 60 000 000 € et une portion de la tranche de 25 000 000 €.
- q) Le billet américain, garanti par la totalité des actifs des centrales hydroélectriques américaines de **South Glen Falls** et **Hudson Falls**, est sujette à certaines clauses restrictives y compris le maintien de certains ratios financiers. La convention de prêt stipule que la Société doit, à tout moment, maintenir deux comptes de réserve. Le premier, d'un montant minimum de 3 072 000 \$ US (3 564 000 \$), est constitué pour pourvoir à l'achat d'immobilisations. Le second est une réserve pour service de la dette, dont le montant minimal a été fixé à six mois de capital et intérêts sur cette dette, ce qui représente 7 159 000 \$ US (8 305 000 \$). Au 31 décembre 2014, les dépôts en fiducie sont de 10 231 000 \$ US (11 869 000 \$). Il porte intérêt à un taux fixe de 3,51 % et il est amorti en totalité par versements semestriels sur une période de 13 ans, soit jusqu'en 2026.

Le billet américain de premier rang garanti et les prêts à terme pour les centrales hydroélectriques Ocean Falls et Jamie Creek et pour les parcs éoliens Boralex Énergie Verte et Thames River peuvent être remboursés de façon anticipée moyennant le paiement d'une prime. Selon les conditions actuelles du marché, ceci résulterait en une prime importante.

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.

La quasi-totalité des emprunts de Boralex comportent des exigences d'établissement et de maintien de comptes de réserve ou d'émission de lettres de crédit pour le service de la dette courante, ou l'entretien des équipements ou les impôts sur le bénéfice à différents moments sur la durée du prêt. Au 31 décembre 2014, un montant de 26 906 000 \$ (22 850 000 \$ au 31 décembre 2013) était maintenu dans des comptes de réserve à cette fin (voir note 11).

Au 31 décembre 2014, Boralex et ses filiales respectent l'ensemble de ses ratios financiers.

Paiements minimums futurs

Le montant global estimatif du remboursement des emprunts non courants au 31 décembre 2014 se détaille comme suit :

Part à moins d'un an	172 044
Part de 1 à 5 ans	396 846
Part à plus de cinq ans	614 326

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'intérêt 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 impute 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. Conformément à l'acte de fiducie, 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 initial de 12,50 \$ par action ordinaire, sous réserve d'ajustements. L'acte de fiducie prévoit que le taux de conversion est réduit du rendement courant du dividende déclaré. Le taux de conversion des débentures est maintenant de 12,02 \$ par action. 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 :

	2014	2013
Solde au début de l'exercice	229 578	226 299
Conversion de débentures	(318)	(94)
Amortissement des frais reliés à l'émission des débentures	757	643
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles à $8,50~\%$	2 960	2 730
Solde à la fin de l'exercice	232 977	229 578

Au 31 décembre 2014, Boralex avait 2 443 367 débentures convertibles émises et en circulation d'une valeur nominale de 100 \$ chacune (2 446 545 au 31 décembre 2013).

Note 15. Impôts

L'analyse de la charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat est la suivante :

	2014	2013
Impôts exigibles	4 249	4 137
Impôts différés	(5 103)	(3 600)
	(854)	537

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

	2014	2013
Résultat net des activités poursuivies avant impôts	(14 595)	(4 948)
Taux combiné d'imposition de base du Canada et des provinces	26,59 %	26,59 %
Recouvrement d'impôts sur le résultat selon le taux statutaire	(3 881)	(1 316)
Augmentation (Diminution) d'impôts découlant des éléments suivants :		
Éléments non imposables/non déductibles	499	(148)
Écart du taux réglementaire d'imposition des établissements étrangers	1 932	1 752
Variation des actifs d'impôts différés non constatés et des taux d'impôts	343	(545)
Réévaluation des actifs et des passifs d'impôts différés et exigibles	(62)	83
Impôts à l'étranger sur les dividendes et autres	315	711
Charge (Recouvrement) d'impôts effectif	(854)	537

	2014	2013
Actif d'impôts différés	13 141	_
Passif d'impôts différés	(30 780)	(37 493)
	(17 639)	(37 493)

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

	Au 1 ^{er} janvier 2014	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Acquisition d'entreprises	Au 31 décembre 2014
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	75 983	_	553	32 602	109 138
Instruments financiers	9 057	6 315	(676)	_	14 696
Provisions	2 469	_	2 675	110	5 254
Participation dans les Coentreprises	496	4 819	(1 612)	_	3 703
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(121 651)	_	4 777	(28 315)	(145 189)
Écarts de conversion	(1 708)	(780)	1 705	_	(783)
Frais de financement et autres	(2 139)	_	(2 319)	_	(4 458)
Total passifs d'impôts différés	(37 493)	10 354	5 103	4 397	(17 639)

	Au 1 ^{er} janvier 2013	Comptabilisé dans le résultat global	Comptabilisé en résultat net	Acquisition d'entreprises	Au 31 décembre 2013
Actif d'impôts différés liés aux pertes reportables	82 828	_	(6 845)	_	75 983
Instruments financiers	8 113	(4 819)	5 763	_	9 057
Provisions	1 847	_	622	_	2 469
Participation dans les Coentreprises	4 831	(4 855)	520	_	496
Écarts temporels entre l'amortissement comptable et fiscal	(125 258)	_	3 807	(200)	(121 651)
Écarts de conversion	(36)	(1 705)	33	_	(1 708)
Frais de financement et autres	(1 839)	_	(300)	_	(2 139)
Total passifs d'impôts différés	(29 514)	(11 379)	3 600	(200)	(37 493)

Les différences temporaires 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. Un actif d'impôt différé de 1 736 000 \$ (1 583 000 \$ en 2013) n'a pas été constatée sur les pertes en capital reportées de 13 000 000 \$ car aucun gain en capital latent n'est prévu.

Note 16. Passif relatif au démantèlement

Pour les sites éoliens, la Société a une obligation soit juridique ou contractuelle de démanteler ses installations à la fin de leur exploitation commerciale. La Société a considéré la durée des baux et des contrats de vente d'énergie ainsi que leurs périodes de renouvellement, si applicable, en tout d'une durée variant de 31 à 81 ans, aux fins du calcul du passif relatif au démantèlement. Ces coûts seraient reliés en majeure partie au retrait, au transport et à la mise au rebut des bases de béton armé qui supportent les éoliennes, ainsi qu'à la revégétalisation. Aucun déboursé n'est attendu avant 2043. Au 31 décembre 2014, les flux de trésorerie ont été actualisés en utilisant les taux d'intérêt sans risque attribuables à chaque parc éolien variant entre 2,67 % et 7,05 % pour déterminer le passif non courant relatif au démantèlement.

Le tableau suivant illustre la variation du passif au cours de l'exercice :

	2014	2013
Solde au début de l'exercice	7 198	5 765
Écart de conversion	(267)	533
Passif repris dans le cadre de l'acquisition d'une entreprise	2 546	_
Nouvelles obligations	790	719
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	506	181
Solde à la fin de l'exercice	10 773	7 198

Note 17. Capital-actions, surplus d'apport et dividendes

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 2014. 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 2013 et 2014 :

		Capital-ac	Capital-actions	
	Note	Nombre d'actions	Montant	Montant
Solde au 1 ^{er} janvier 2013		37 734 895	222 870	6 945
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	a)	7 536	94	_
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	b)	_	_	785
Exercice d'options	b)	25 424	115	_
Solde au 31 décembre 2013		37 767 855	223 079	7 730
Émission d'actions liées à la conversion des débentures	a)	26 118	318	_
Juste valeur des options comptabilisées dans l'exercice	b)	_	_	536
Exercice d'options	b)	630 457	4 860	_
Solde au 31 décembre 2014		38 424 430	228 257	8 266

- 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 3 178 débentures pour une valeur de 318 000 \$ en échange de 26 118 actions (942 débentures pour une valeur de 94 000 \$ en échange de 7 536 actions en 2013).
- b) La Société a un régime d'options d'achat d'actions tel que présenté à la note 18. Durant l'exercice de 2014, 630 457 options d'achat d'actions détenues par des dirigeants actuels et anciens ont été exercées et un montant totalisant 4 860 000 \$ a été versé à la Société (25 424 options d'achat d'actions exercées totalisant 115 000 \$ en 2013).

Dividendes

Le 19 février 2014, la Société a autorisé et déclaré le premier dividende de son histoire, soit un dividende trimestriel de 0,13 \$ par action ordinaire de Catégorie A. Boralex prévoit verser un dividende ordinaire annuel qui représentera à moyen terme un ratio entre 40 % et 60 % de ses flux monétaires discrétionnaires (définis comme la marge brute d'autofinancement moins les investissements en capital requis pour maintenir sa capacité de production moins les remboursements des emprunts non courants liés aux projets), sous réserve de l'entière discrétion du conseil d'administration de décider de verser des dividendes. La Société a versé le 17 mars, le 15 juin, le 16 septembre et le 15 décembre en 2014 un dividende pour un montant totalisant 19 896 000 \$. Le 9 février 2015, un dividende additionnel de 0,13 \$ par action ordinaire a été déclaré et sera versé le 16 mars 2015.

Note 18. 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 sont gagnés à raison de 25 % par année débutant l'année suivante de l'octroi et les options octroyées avant mai 2012 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 titres de capitaux propres.

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

	2014		20	13
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré
En circulation au début de l'exercice	2 085 272	9,08	1 978 023	8,94
Attribuées	112 056	12,90	132 673	10,29
Exercées	(630 457)	<i>7,</i> 71	(25 424)	4,53
En circulation à la fin de l'exercice	1 566 871	9,91	2 085 272	9,08
Options pouvant être levées à la fin de l'exercice	1 169 343	9,87	1 593 275	9,16

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2014 :

	Options en ci	rculation	Options	Options pouvant être levées		
Attribuées en	Nombre d'options	Prix de levée	Nombre d'options	Prix de levée	Année d'expiration	
2005	6 274	6,60	6 274	6,60	2015	
2006	69 037	9,47	69 037	9,47	2016	
2007	140 445	13,30	140 445	13,30	2017	
2008	130 050	17,29	130 050	17,29	2018	
2009	293 627	7,14	293 627	7,14	2019	
2010	204 451	9,20	204 451	9,20	2020	
2011	226 062	8,50	168 793	8,50	2021	
2012	253 733	7,96	125 037	7,96	2022	
2013	131 136	10,29	31 629	10,29	2023	
2014	112 056	12,90	_	_	2024	
	1 566 871	9,91	1 169 343	9,87		

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 :

	2014	2013
Prix des actions à la date d'attribution	12,97	10,32
Prix de levée	12,90	10,29
Dividende annuel prévu	5,58 %	_
Terme	10 ans	10 ans
Volatilité prévue	21,59 %	26,11 %
Taux d'intérêt sans risque	2,83 %	2,33 %
Moyenne pondérée de la juste valeur par option	2,17	4,14

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 536 000 \$ a été comptabilisée pour l'exercice 2014 (785 000 \$ en 2013) relativement aux régimes d'options d'achat d'actions.

Note 19. Cumul des autres éléments du résultat global

					2014
		_	Couvertures de flu	x de trésorerie	
	Écarts de conversion	Couverture d'un investissement net	Couvertures taux d'intérêt	Couverture taux d'intérêt - Coentreprises	Total
Solde au début de la période	3 621	_	(33 853)	917	(29 315)
Variation de la juste valeur	(1 812)	1 103	(30 747)	(23 394)	(54 850)
Reclassements au résultat net	_	_	11 615	4 798	16 413
Impôts	_	(147)	6 462	4 819	11 134
Solde à la fin de la période	1 809	956	(46 523)	(12 860)	(56 618)

7	\cap	40	2
_	u	ж.	_

	_	Couvertures de flux de trésorerie			
	Écarts de conversion	Couvertures taux d'intérêt	Couverture taux d'intérêt - Coentreprises	Actif financier disponible à la vente	Total
Solde au début de la période	(11 228)	(43 998)	(12 883)	(709)	(68 818)
Variation de la juste valeur	14 849	6 603	16 319	858	38 629
Reclassements au résultat net	_	8 361	_	(149)	8 212
Reclassement à l'état de la situation financière	_	_	2 336	_	2 336
Impôts	_	(4 819)	(4 855)	_	(9 674)
Solde à la fin de la période	3 621	(33 853)	917	_	(29 315)

Note 20. Part des actionnaires sans contrôle

Projet éolien La Côte-de-Beaupré

En 2014, notre partenaire MRC Côte-de-Beaupré, qui détient une participation de 49 % dans le projet éolien actuellement en développement au Québec, a contribué 1 479 000 \$ en espèces (470 000 \$ en 2013).

Projet éolien Témiscouata I

En 2014, notre partenaire MRC Témiscouata, qui détient une participation de 49 % dans le projet éolien actuellement en développement au Québec, a contribué 3 756 000 \$ en espèces (2 123 000 \$ en 2013).

Boralex Europe S.A.

En 2014, notre partenaire européen qui détient une participation de 25,33 % des opérations européennes dans la filiale Boralex Europe S.A. a converti une avance reçue en 2013 de 2 315 000 \$ (1 520 000 €) en participation dans les opérations européennes. En décembre 2014, Boralex Europe S.A. a versé à notre partenaire un dividende pour un montant totalisant 2 050 000 \$ (1 451 000 €).

Les actifs, les passifs, les revenus, le résultat net, le résultat global et les flux de trésorerie se rapportant à la filiale Boralex Europe S.A. (100 %) se détaillent ainsi :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
Actifs courants	39 084	44 853
Actifs non courants	472 597	457 104
TOTAL DE L'ACTIF	511 681	501 957
Passifs courants	67 074	65 855
Passifs non courants	356 515	331 666
TOTAL DU PASSIF	423 589	397 521
ACTIFS NETS	88 092	104 436
	2014	2013
Revenus	88 666	73 935
RÉSULTAT NET	2 482	109
RÉSULTAT GLOBAL	(8 204)	17 782
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	47 445	31 130
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(74 620)	(73 931)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	29 905	42 895
Écarts de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(2 138)	1 840
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET LES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	592	1 934
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	16 583	15 991

Le 27 février 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un règlement financier par lequel Cube accepte d'échanger sous forme de prêt la totalité de sa participation en action de 25,33% dans Boralex Europe (voir note 33).

Note 21. Charges par nature

Charges d'exploitation et d'administration

	2014	2013
Matières premières et matières consommables	17 518	16 832
Entretien et réparation	15 708	12 933
Charges du personnel	18 818	16 420
Charges de location, taxes et permis	14 021	11 997
Autres charges d'exploitation	5 825	3 082
Honoraires professionnels	2 459	3 103
Autres frais d'administration	3 426	3 204
	77 775	67 571

Charges du personnel

	2014	2013
Salaires et avantages à court terme	16 667	14 315
Autres avantages postérieurs à l'emploi	1 615	1 320
Avantages à base d'actions	536	785
	18 818	16 420

Note 22. Autres gains

Note	2014	2013
Gain liés à l'entente avec le partenaire français Cube	(1 116)	_
Gain sur vente d'actions de Produits Forestiers Résolu	_	(135)
Autres a)	(846)	(97)
Autres gains	(1 962)	(232)

a) Le poste Autres est constitué principalement de crédits d'impôts reçus pour différents projets.

Note 23. Charges financières

	Note	2014	2013
Intérêts sur les emprunts non courants, net de l'effet des swaps de taux d'intérêt	a)	35 848	32 393
Intérêts sur les débentures convertibles		19 466	19 249
Intérêts et autres intérêts créditeurs		(906)	(2 973)
Amortissement des coûts d'emprunt (note 13)		3 036	2 349
Charge de désactualisation (note 16)		506	181
Autres intérêts et frais bancaires	c)	3 156	989
		61 106	52 188
Intérêts capitalisés aux actifs qualifiés	b)	(3 009)	(1 495)
		58 097	50 693

- a) La charge d'intérêts relative aux contrats de location-financement a été de 75 000 \$ pour l'exercice de 2014 (129 000 \$ en 2013).
- b) Le taux de capitalisation moyen pondéré sur les fonds empruntés inclus au coût des actifs qualifiés s'établit à 3,24 % par année (4,65 % par année en 2013).
- c) Les *Autres intérêts et frais bancaires* regroupent les charges financières sur emprunts à court terme, tels le crédit-relais de 100 000 000 \$ qui a été remboursé en janvier 2015, et le crédit rotatif qui a été augmenté en décembre 2014.

Note 24. Activités abandonnées

Le 20 décembre 2011, Boralex a conclu la vente de centrales thermiques américaines alimentées aux résidus de bois selon l'entente l'acheteur doit verser à Boralex 50 % des montants perçus sur la vente de RECs excédant un prix seuil défini pour les années 2012, 2013 et 2014 inclusivement.

	2014	2013
Produits de la vente d'énergie - RECs	4 201	2 765
Résultat d'exploitation avant impôts des activités abandonnées	4 201	2 765
Charge d'impôts sur le résultat	1 549	991
Résultat net des activités abandonnées	2 652	1 774

Les flux de trésorerie des activités abandonnées sont présentés séparemment à l'état des flux de trésorerie mais leur nature est liées aux activités d'exploitation.

Note 25. Résultat net par action

Résultat net par action de base et dilué

(en milliers de dollars, sauf les montants par action et le nombre d'actions)	2014	2013
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	(11 767)	(3 838)
Moins:		
Résultat net des activités abandonnées	2 652	1 774
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, de base et dilué	(14 419)	(5 612)
Nombre moyen pondéré d'actions de base et dilué	38 283 988	37 745 345
Résultat net par action des activités poursuivies attribuable aux actionnaires de Boralex, de base et dilué	(0,38) \$	(0,15)\$
Résultat net par action des activités abandonnées, de base et dilué	0,07 \$	0,05 \$
Résultat net par action attribuable aux actionnaires de Boralex, de base et dilué	(0,31) \$	(0,10)\$

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

	2014	2013
Débentures convertibles exclues en raison de leur effet anti-dilutif	20 327 494	19 576 790
Options d'achat d'actions exclues en raison de leur effet anti-dilutif	1 566 871	2 085 272

Note 26. Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation

	2014	2013
Diminution (Augmentation) des:		
Clients et autres débiteurs	(1 898)	13 647
Stocks	_	128
Frais payés d'avance	(1 861)	(577)
Augmentation (Diminution) des:		
Fournisseurs et autres créditeurs	1 739	(4 848)
	(2 020)	8 350

Note 27. Instruments financiers

Le classement des instruments financiers ainsi que leur valeur comptable et leur juste valeur respectives se présentent comme suit :

		Au 31 décembre		Au 31 décembre
		2014		2013
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
AUTRES PASSIFS				
Emprunts non courants	1 161 131	1 234 873	662 948	674 442
Débentures convertibles (incluant portion équité)	247 356	272 264	243 957	261 169

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

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
AUTRES ACTIFS FINANCIERS COURANTS		
Contrats de change à terme	1 213	
AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS		
Swaps financiers de taux d'intérêt	_	289
Contrats de change à terme	3 230	
AUTRES PASSIFS FINANCIERS COURANTS		
Swaps financiers de taux d'intérêt	34 116	15 243
AUTRES PASSIFS FINANCIERS NON COURANTS		
Swaps financiers de taux d'intérêt	31 254	19 704
Contrats de change à terme	2 368	_
	33 622	19 704

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 ainsi que 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, se situant entre 1,80 % et 4,95 %, ont été établis en utilisant les taux de rendement des obligations gouvernementales locales ajustés d'une marge qui tient compte des risques spécifiques à chacun des emprunts ainsi qu'une marge représentative des conditions de liquidité de marché du crédit. Les débentures convertibles sont négociées sur le marché boursier alors que la juste valeur est établie selon les cours au 31 décembre 2014.

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 cas. Le tableau ci-dessous résume les engagements de la Société en vertu des swaps financiers de taux d'intérêt au 31 décembre 2014 :

Au 31 décembre						
2014	Devise	Taux payeur fixe	Taux receveur variable	Échéance	Notionnel actuel (en \$CAN)	Juste valeur (en \$CAN)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	0,93 % à 5,16 %	Euribor 6 mois	2015-2030	343 723	(31 254)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	5,40 % à 5,78 %	Cdor 3 mois	2033-2035	142 514	(34 116)

Les swaps financiers de taux d'intérêt en devise canadienne sont assortis d'une clause de cessation anticipée obligatoire en 2015. Pour cette raison, ils sont présentés comme passifs financiers courants.

Contrats de change à terme

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

Au 31 décembre				
2014	Taux de change	Échéance	Notionnel actuel (en \$CAN)	Juste valeur (en \$CAN)
Contrats de change à terme (Euros contre \$ CA)	1,4397-1,5475	2015-2025	195 128	2 075

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. Le classement des instruments financiers pour lesquels la juste valeur est présentée dans les états financiers est en 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 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 le classement 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				
	2014	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	
ACTIFS FINANCIERS					
Contrats de change à terme	4 443	_	4 443		
AUTRES PASSIFS					
Emprunts non courants	1 234 873	_	1 234 873	_	
Débentures convertibles	272 264	272 264	_	_	
	1 507 137	272 264	1 234 873	_	
PASSIFS FINANCIERS					
Swaps financiers de taux d'intérêt	65 370	_	65 370	_	
Contrats de change à terme	2 368	_	2 368	_	
	67 738	_	67 738	_	

	Évaluation de la juste valeur, selon les niveaux suivants :					
	Au 31 décembre					
	2013	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3		
ACTIFS FINANCIERS						
Swaps financiers de taux d'intérêt	289	_	289	_		
AUTRES PASSIFS						
Emprunts non courants	674 442	_	674 442	_		
Débentures convertibles	261 169	261 169	_	_		
	935 611	261 169	674 442	_		
PASSIFS FINANCIERS						
Swaps financiers de taux d'intérêt	34 947	_	34 947	_		

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

La Société génère des liquidités en devises étrangères dans l'exploitation de ses centrales situées en France et aux États-Unis. La Société réduit dans un premier temps le risque au maximum car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Donc, le risque se situe sur les liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère. Dans ce contexte et compte tenu de l'importante acquisition de BEV réalisée en décembre 2014, Boralex a conclu une série de contrats de change à terme pour une portion d'environ 75 % des euros dont elle anticipe le rapatriement d'ici janvier 2025. De plus, elle a fixé le taux de change sur la somme de 15 100 000 € à recevoir sur l'actif détenu en vue de la vente d'un parc éolien de 10 MW et sur le montant additionnel de 25 000 000 € qui sera émis sur la dette projet lorsque les conditions suspensives seront rencontrées.

En ce qui concerne les flux de trésorerie générés aux États-Unis, la direction considère qu'ils ne représentent pas un risque significatif pour l'instant. Une stratégie de couverture pourrait être établie dans le futur au moment opportun.

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 2014, si le dollar canadien avait varié 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 2014 aurait respectivement été supérieur ou inférieur de 577 000 \$ (480 000 \$ en 2013), alors que le Cumul des autres éléments du résultat global auraient respectivement été supérieurs ou inférieurs de 6728 000 \$, nets des impôts (7 880 000 \$ en 2013).

Risque de prix

Au 31 décembre 2014, les centrales françaises et canadiennes, ainsi que celles de Hudson Falls et South Glens Falls possèdent des contrats à long terme de vente d'énergie dont la très grande majorité sont assujettis de clauses d'indexation partielle ou complète en fonction de l'inflation. Ainsi, environ 2 % de l'électricité produite par la Société est vendue sur le marché ou via de contrats à court terme dans le nord-est des États-Unis et, par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'énergie. Le prix de l'énergie 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.

Le 31 décembre 2014, si le prix de l'énergie avait 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 l'exercice clos le 31 décembre 2014 aurait été respectivement supérieur ou inférieur de 204 000 \$ (205 000 \$ en 2013), alors que le *Cumul des autres éléments du résultat global* n'aurait pas varié (néant en 2013).

Risque de taux d'intérêt

Europe

En Europe, la vaste majorité des emprunts non courants 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 0,93 % 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.

Canada

Au 31 décembre 2013, la Société détenait des swaps financiers de taux d'intérêt pour les projets éoliens de Témiscouata I et II et le parc éolien Côte-de-Beaupré. Tous étaient désignés en relation de couverture des flux variables d'intérêts associés aux programmes de financement anticipés. Lors de la clôture des financements de Témiscouata I et II en juin 2014, la Société a cessé ces désignations d'une valeur nominale de 127 000 000 \$. Pour les activités de couverture de ces deux projets, une perte non réalisée de 6 473 000 \$ cumulé dans le *Cumul des autres éléments du résultat global*, sera comptabilisé en résultat net sur la durée du financement de ces projets.

Puisqu'à cette date, la Société anticipait déposer des projets éoliens dans le cadre de l'appel d'offres de 450 MW au Québec, et conséquemment clôturer le financement de ces projets, elle a redésigné les swaps ci-haut mentionnés en couverture de ces futurs projets. En décembre 2014, la Société a été avisé que ses projets n'avaient pas été retenus, donc la totalité des variations de la juste valeur de ces instruments désignés en couverture des flux d'intérêts futurs ont été enregistrés aux résultats au poste *Perte nette (Gain net) sur instruments financiers* d'un montant de 7 238 000 \$. Au 31 décembre 2014, l'intention de la direction est de redésigner ces swaps à divers projets en développement.

Le parc éolien Côte-de-Beaupré que la Société entend construire, financer et mettre en service au cours de l'année 2015, est une source d'exposition au risque de taux d'intérêt. Au 31 décembre 2014, la Société détient un swap financier de taux d'intérêt qui a été désigné en relation de couverture des flux variables d'intérêts associés aux programmes de financement anticipés d'une valeur nominale de 22 000 000 \$.

Total

Grâce à l'utilisation des swaps de taux d'intérêt, la Société a réduit sa proportion de dette à taux variable de 41 % à 9 %. Au 31 décembre 2014, le solde notionnel de ces swaps est de 486 237 000 \$ (244 852 000 € et 142 514 000 \$) (403 134 000 \$ (173 065 000 € et 149 508 000 \$) en 2013) et leur juste valeur défavorable s'établit à 65 370 000 \$ (22 264 000 € et 34 116 000 \$) (34 658 000 \$ (13 248 000 € et 15 243 000 \$) en 2013). Ces swaps viennent à échéance entre 2015 et 2035. 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 le *Cumul des 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 7 200 000 \$ avant impôts (7 050 000 \$ en 2013) sera ainsi reclassée au *Cumul des autres éléments du résultat global* aux résultats.

Le 31 décembre 2014, si les taux d'intérêt des flux d'intérêts variables 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 l'exercice clos le 31 décembre 2014 aurait été respectivement inférieur ou supérieur de 88 000 \$ (22 000 \$ en 2013) tandis que le *Cumul des autres éléments du résultat global* aurait été supérieur ou inférieur de 5 423 000 \$, nets des impôts (4 416 000 \$ en 2013).

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 déréglementé. 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.

Les tableaux qui suivent présentent les échéances contractuelles des passifs financiers non dérivés et instruments financiers dérivés aux 31 décembre 2014 et 2013:

Au 31 décembre		Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)					
2014	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	57 616	57 616	_	_	_	57 616	
Emprunts non courants	1 161 131	214 147	123 652	452 605	865 215	1 655 619	
Débentures convertibles	247 356	16 493	24 739	_	_	41 232	
Instruments financiers dérivés :							
Swaps financiers de taux d'intérêt	65 370	7 199	7 851	25 340	36 776	77 166	
Contrats de change à terme	2 368	_	_	_	3 517	3 517	
	1 531 473	295 455	156 242	477 945	905 508	1 835 150	

Au 31 décembre	_	Flux de trésorerie non actualisés (capital et intérêts)				
2013	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	57 992	57 992	_	_	_	57 992
Emprunts non courants	662 948	119 951	77 624	220 433	577 290	995 298
Débentures convertibles	243 957	16 514	16 514	24 772	_	57 800
Instruments financiers dérivés :						
Swaps financiers de taux d'intérêt	34 947	8 746	8 491	17 624	4 760	39 621
	999 844	203 203	102 629	262 829	582 050	1 150 711

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 et d'une conversion des débentures convertibles en 2017. 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. Dans la gestion de ses liquidités, la politique de la Société est d'utiliser en priorité ses liquidités disponibles pour (i) ses projets de croissance et (ii) le versement d'un dividende trimestriel. De façon générale, Boralex prévoit verser un dividende ordinaire annuel qui représentera à moyen terme un ratio entre 40 % et 60 % de ses flux monétaires discrétionnaires (définis comme la marge brute d'autofinancement moins les investissements en capital requis pour maintenir sa capacité de production moins les remboursements des emprunts non courants liés aux projets).

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 2014 et 2013, 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.

Note 29. Gestion du capital (suite)

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

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Emprunts non courants	989 087	578 914
Part à moins d'un an des emprunts	172 044	84 034
Coûts d'emprunts, nets de l'amortissement cumulé	21 713	10 737
Moins:		
Crédit-relais*	100 000	_
Trésorerie et équivalents de trésorerie	75 394	124 942
Encaisse affectée	12 459	19 366
Endettement net	994 991	529 377

^{*} Le crédit-relais a été exclu de l'endettement net puisqu'il s'agit d'un financement temporaire.

La Société définit sa capitalisation totale aux livres comme suit :

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
Total des capitaux propres	336 319	386 134
Crédit-relais	100 000	_
Endettement net	994 991	529 377
Débentures convertibles	232 977	229 578
Frais reliés à l'émission des débentures convertibles, nets de l'amortissement cumulé	2 765	3 522
Impôts différés reliés aux débentures convertibles	5 158	5 158
Intérêts implicites calculés sur les débentures convertibles	(10 942)	(7 982)
Capitalisation totale aux livres	1 661 268	1 145 787

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

	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2014	2013
Endettement net	994 991	529 377
Capitalisation totale aux livres	1 661 268	1 145 787
Coefficient d'endettement net	59,9 %	46,2 %
Coefficient d'endettement net, excluant les emprunts non courants tirés sur les projets en développement*	58,9 %	44,4 %

^{*} Compte tenu de la croissance importante au cours des derniers exercices qui s'est effectuée par l'ajout de puissance contractée à long terme et de dettes à taux fixes, la portion des emprunts non courants tirés sur les projets en développement a été exclue.

Le coefficient d'endettement net est actuellement de 59,9 % et l'objectif à long terme de la Société consiste à se maintenir à environ 40 %. Il est important de spécifier que la Société utilise une stratégie de financement par projets, ce qui permet de maximiser l'effet de levier pour chacun des projets à un niveau avoisinant 80 % des montants investis. Par contre, ces financements sont généralement remboursables sur la durée du contrat. Par conséquent, lorsque la Société ajoute plusieurs projets, le niveau d'endettement tend à augmenter et se rajuste vers l'objectif à long terme par la suite. L'analyse de ces ratios doit également tenir compte de l'évolution d'éléments tel que le *Cumul des autres éléments du résultat global*, influencé par la valeur nominale des swaps de taux d'intérêt qui baisse à chaque année.

D'autre part, la Société accepterait de voir son ratio augmenter jusqu'à environ 60 % si un ou des projets importants le justifiait, mais elle viserait à le ramener sous l'objectif sur une période ne dépassant pas 24 mois. Malgré que le ratio dépasse l'objectif à long terme, compte tenu des spécificités et des éléments décrits précédemment, la direction de la Société ne s'inquiète pas de ce dépassement.

Note 30. Engagements et éventualité

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

Contrats de vente d'énergie - Centrales en exploitation

Canada

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 2054. 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 hydroélectriques québécoises (à l'exception de la centrale Forces Motrices St-François dont le prix est indexé selon un taux fixe annuel), le taux d'indexation ne devrait pas être plus bas que 3 % ni plus élevé que 6 %.

France

Pour les sites éoliens, la centrale thermique et 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.

États-Unis

Aux États-Unis, en vertu d'un contrat à long terme, la Société s'est engagée à vendre jusqu'en 2029 la totalité de la production d'énergie de la centrale hydroélectrique Middle Falls. Le contrat prévoit un prix correspondant à 90 % des taux marché.

Pour les centrales hydroélectriques américaines South Glens Falls et Hudson 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 :

	South Glens Falls \$ US/MWh	Hudson Falls \$ US/MWh
2015 - 2017	84,94 – 86,65	82,85-80,58
2018 - 2024	86,65	48,27
2025	121,79 ou marché*	48,27
2026 et après	121,79 ou marché*	56,28 ou marché*

^{*}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.

Contrats de vente d'énergie - Projets en développement

Canada

Pour les projets éoliens Côte-de-Beaupré et Témiscouata II, la Société possède des contrats de vente d'énergie d'une durée de 20 ans. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et seront indexé annuellement.

France

Pour les projets éoliens St-François, Calmont et Comes de l'Arce, la Société possède des contrats de vente d'énergie d'une durée de 15 ans. Ces contrats débuteront à la mise en service des parcs éoliens et le prix de vente sera indexé annuellement.

Contrats de construction - Centrales en exploitation

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats de construction	1 085		_	1 085

Canada

- a) Pour la centrale hydroélectrique de Buckingham, la Société a conclu un contrat pour les travaux de réparation de la centrale afin de se conformer à la Loi sur la sécurité des barrages.
- Pour le site éolien Témiscouata I et la centrale hydroélectrique de Jamie Creek, la Société a conclu des contrats pour des travaux civils.

Contrats d'achat et de construction - Projets en développement

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats d'achat et de construction	179 287	_	_	179 287

Canada

- a) Pour le projet éolien Témiscouata II, la Société a conclu un contrat d'achat et d'installation d'éoliennes, un contrat d'ingénierie et étude électrique, ainsi qu'un contrat de construction du poste de transformation et du bâtiment de commande.
- b) Pour le projet éolien Côte-de-Beaupré, la Société a conclu un contrat d'achat et d'installation d'éoliennes, ainsi qu'un contrat pour la construction des routes, des fondations et pour des travaux électriques.

France

- a) Pour le projet éolien St-François, la Société a conclu un contrat d'achat et d'installation d'éoliennes.
- b) Pour les projets éoliens Calmont et Comes de l'Arce, la Société a conclu des contrats pour l'achat et l'installation d'éoliennes et la construction du réseau de raccordement.

Contrats d'entretien

	Paiements			
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
Contrats d'entretien	17 634	36 841	23 478	77 953

Canada

- a) Pour les sites éoliens Thames River, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 12 ans échéant en 2022. Ces contrats ont une option de résiliation, au gré de la Société, après cinq ans.
- b) Pour le site éolien Témiscouata I, la Société a conclu un contrat d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2029. Ce contrat a une option de résiliation, au gré de la Société, après 5 ans.
- c) Pour le projet éolien Témiscouata II, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2030. Ce contrat a une option de résiliation, au gré de la Société, après 7 ans.

France

- a) Pour les sites en exploitation en France, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes. Les contrats ont des durées initiales d'entre deux et 15 ans.
- b) Pour les projets éoliens St-François et Comes de l'Arce, la Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée de 5 ans échéant en 2020.

Contrats de location simple de terrains

		Paieme	ents	
	Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	Total
ontrats de location de terrains	3 064	17 539	33 851	54 454

Canada

- a) Pour les sites éoliens Thames River, la Société loue des terrains sur lesquels sont situées les éoliennes en vertu de baux d'une durée de 20 ans. Ces baux sont renouvelables une seule fois au gré de la Société pour la même durée.
- b) Pour les 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, nécessaire à leur l'exploitation. 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.

France

Les terrains sur lesquels sont implantées les sites éoliens et le site solaire en France sont loués en vertu de baux emphytéotiques dont les durées varient entre 11 et 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.

États-Unis

- a) Pour la centrale de Middle Falls, la Société loue le terrain où est située la centrale à Niagara Mohawk Power Corporation (« NMPC ») en vertu d'un bail échéant en 2029. À partir de 2014, le loyer est variable à raison de 30 % des revenus bruts de cette centrale.
- b) La Société loue à NMPC le terrain sur lequel sont situées ses installations hydroélectriques américaines, South Glens Falls et Hudson Falls. Les baux viennent à échéance à l'expiration des contrats de vente d'énergie soit 2034 et 2035, respectivement. Les charges locatives relatives aux paiements de loyers non conditionnels sont constatées aux résultats 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).

Éventualité

Canada

Depuis janvier 2011, O'Leary Funds Management LP et al. poursuit la Société en Cour supérieure du Québec. Cette procédure allègue que le regroupement d'entreprises intervenu le 1^{er} novembre 2010 entre Boralex et le Fonds est illégal et, par conséquent, demande le paiement de dommages et intérêts s'élevant à près de 6 700 000 \$ (la poursuite initiale était pour un montant de près de 14 400 000 \$). 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, dans le cadre de sa défense, une demande reconventionnelle de plus de 1 400 000 \$.

Autre

Canada

Les centrales hydroélectriques situées au Québec sont sujettes à l'application de la *Loi sur la sécurité des barrages*. Selon la région où les centrales sont situées, les barrages devront se conformer à certains critères définis dans cette loi. En ce qui concerne la centrale de Buckingham, la Société prévoit investir plus de 8 000 000 \$ en 2015 pour 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.

Note 31. Opérations entre parties liées

Les parties liées à la Société comprennent les filiales, les Coentreprises ainsi que les principaux dirigeants de la Société. Les transactions suivantes ont eu lieu entre les parties liées :

	2014	2013
AUTRES REVENUS		
Fiducie RSP Hydro – Entité dont deux des trois actionnaires sont Richard et Patrick Lemaire, administrateurs de la Société	509	565
Coentreprises phases I et II	604	390
CHARGES ET AUTRES		
Charges d'exploitation		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	640	1 071
Refacturation de salaires		
Coentreprises phases I et II	821	1 157
Charges capitalisées		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	_	10
Revenus d'intérêts		
Fiducie RSP Hydro – Entité dont deux des trois actionnaires sont Richard et Patrick Lemaire, administrateurs de la Société	(18)	(30)

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 2014	Au 31 décembre 2013
DÉBITEURS DE PARTIES LIÉES		
Partenaire européen	524	_
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	186	239
Fiducie RSP Hydro – Entité dont deux des trois actionnaires sont Richard et Patrick Lemaire, administrateurs de la Société	_	413
Coentreprises phases I et II	618	406
	1 328	1 058
CRÉDITEURS DE PARTIES LIÉES		
Cascades inc. – Entité ayant une influence notable sur l'entité	148	643
Coentreprise phase II	72	_
Partenaire européen	_	2 229
	220	2 872

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. Les débiteurs de Cascades sont liés à des refacturations de coûts.

Rémunération des dirigeants

La rémunération allouée aux principaux dirigeants et aux membres du Conseil d'administration est détaillée dans le tableau ci-dessous :

	2014	2013
Salaires et avantages à court terme	1 764	1 697
Autres avantages à long terme	1 798	1 005
Rémunération à base d'actions	204	469
	3 766	3 171

Note 32. Information sectorielle

Les centrales de la Société se regroupent sous quatre secteurs distincts qui représentent les secteurs d'activité de la Société : les sites éoliens, les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques et le site solaire. La Société exerce ses activités dans un seul domaine 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, est présenté dans le tableau suivant :

	2014	2013
Résultat net	(11 089)	(3 711)
Résultat net des activités abandonnées	(2 652)	(1 774)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	(854)	537
Perte nette (Gain net) sur instruments financiers	8 187	(742)
Perte (Gain) de change	406	(788)
Charges financières	58 097	50 693
Dépréciation des immobilisations corporelles	_	266
Autres gains	(1 962)	(232)
Amortissement	60 410	53 888
BAIIA	110 543	98 137

Information relative aux principaux clients

Les produits sont attribués selon le pays de domiciliation du client. En 2014 et 2013, 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 :

2014		2013		
% des ventes attribuables à un client	Secteurs	% des ventes attribuables à un client	Secteurs	
39	Éolien, thermique et solaire	37	Éolien, thermique et solaire	
16	Éolien	19	Éolien	
16	Éolien, hydroélectrique et thermique	17	Hydroélectrique et thermique	
13	Hydroélectrique	16	Hydroélectrique	

Informations par secteur d'activité

	2014	2013	2014	2013	
	Production d'éle		Produits de la vente d'énergie		
0	(Non audité)	(Non audité)	100.010		
Sites éoliens	785 997	682 136	102 063	85 109	
Centrales hydroélectriques	641 979	621 094	58 166	53 756	
Centrales thermiques	169 637	143 369	30 090	27 446	
Site solaire	6 259	5 945	3 082	2 712	
	1 603 872	1 452 544	193 401	169 023	
	BAI	BAIIA		Nouvelles immobilisations corporelles	
Sites éoliens	86 511	66 594	139 785	71 169	
Centrales hydroélectriques	42 715	40 413	17 796	30 894	
Centrales thermiques	5 247	3 010	9 417	2 018	
Site solaire	2 634	2 379	_	527	
Corporatif et éliminations	(26 564)	(14 259)	688	2 871	
	110 543	98 137	167 686	107 479	
			Au 31 décembre	Au 31 décembre	
			2014	2013	
Total de l'actif					
Sites éoliens			1 326 133	783 729	
Centrales hydroélectriques			458 540	472 045	
Centrales thermiques			40 332	45 685	
Site solaire			20 139	21 433	
Corporatif			72 815	99 835	
			1 917 959	1 422 727	
Total du passif					
Sites éoliens			896 996	531 269	
Centrales hydroélectriques			183 782	224 801	
Centrales thermiques			14 466	12 066	
Site solaire			16 175	17 332	
Corporatif			470 221	251 125	
			1 581 640	1 036 593	

Informations par secteur géographique

	2014	2013	2014	2013	
	Production d'él	ectricité (MWh)	Produits de la vente d'énergie		
	(Non audité)	(Non audité)			
Canada	636 929	571 062	70 768	63 568	
France	586 573	493 540	90 672	73 854	
États-Unis	380 370	387 942	31 961	31 601	
	1 603 872	1 452 544	193 401	169 023	
	BAI	BAIIA		Nouvelles immobilisations corporelles	
Canada	33 741	33 554	101 249	38 534	
France	52 962	40 719	64 257	68 735	
États-Unis	23 840	23 864	2 180	210	
	110 543	98 137	167 686	107 479	
	•		Au 31 décembre	Au 31 décembre	
	_		2014	2013	
Total de l'actif					
Canada			778 165	716 118	
France			952 148	501 884	
États-Unis			187 646	204 725	
			1 917 959	1 422 727	
Actifs non courants, excluant les Participations dans les Coentreprises et Actif d'impôts différés					
Canada			622 064	523 993	
France			866 986	457 104	
États-Unis			165 087	157 370	
			1 654 137	1 138 467	
Total du passif					
Canada			765 528	538 310	
France			677 994	377 765	
États-Unis			138 118	120 518	
			1 581 640	1 036 593	

Note 33. Événements subséquents

Acquisition du projet éolien Frampton et signature d'un contrat de construction

Le 12 janvier 2015, Boralex a annoncé l'acquisition d'une participation dans le projet éolien communautaire Frampton d'une puissance de 24 MW, le tout pour un montant total en espèces de 11 500 000 \$. Le projet est détenu à 66,7 % par Boralex et 33,3 % par la municipalité de Frampton et est doté d'un contrat de vente d'énergie avec Hydro-Québec d'une durée de 20 ans. La construction du projet débutera au cours du premier trimestre de 2015 pour une mise en service prévue d'ici les 12 prochains mois.

En février 2015, la Société a conclu pour le projet éolien Frampton un contrat d'ingénierie, de construction de routes et du réseau collecteur pour une somme totalisant 9 003 000 \$. Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux.

Clôture du placement par voie de prise ferme et excercice d'une option

Le 12 janvier 2015, Boralex a annoncé la clôture du placement par voie de prise ferme d'actions ordinaires de catégorie A de Boralex pour un produit brut d'environ 110 011 500 \$. Le placement a été réalisé par l'entremise d'un consortium de preneurs fermes qui ont acheté un nombre global de 8 430 000 actions ordinaires de la Société au prix de 13,05 \$ par action. Les actions ordinaires ont été placées au moyen d'un prospectus simplifié daté du 5 janvier 2015 dans toutes les provinces du Canada. Le produit du placement a été affecté au remboursement intégral du crédit-relais de 100 000 000 \$.

Le 30 janvier 2015, Boralex a annoncé l'exercice à 85 % d'une option d'attribution excédentaire du placement public annoncé précédemment. Le syndicat de preneurs fermes a acheté 1 075 000 actions au prix de 13,05 \$ par action pour un produit brut à Boralex de 14 000 000 \$ portant ainsi le produit brut total du placement à 124 000 000 \$.

Contrats d'achat, de construction et d'entretien pour le projet éolien Calmont

En janvier 2015, la Société a conclu pour le projet éolien Calmont un contrat de construction et d'installations d'éoliennes, un contrat de construction de routes et un contrat d'entretien pour une somme totalisant 19 537 000 \$ (13 917 000 €). Les déboursés se font selon le degré d'avancement des travaux.

Contrat d'entretien pour le projet éolien Côte-de-Beaupré

En janvier 2015, la Société a conclu pour le projet éolien Côte-de-Beaupré un contrat d'entretien des éoliennes d'une durée de 15 ans échéant en 2030. Le contrat a une option de résiliation, au gré de la Société, après 5 ans. L'engagement net de la Société dans ce contrat est de 2 943 000 \$, en tenant compte seulement des cinq premières années du contrat.

Boralex acquiert 100 % de Boralex Europe

Le 27 février 2015, la Société a annoncé la conclusion d'un règlement financier (le « Règlement ») par lequel Cube accepte d'échanger sous forme de prêt la totalité de sa participation en action de 25,33% dans Boralex Europe. En contrepartie de l'acquisition du contrôle à 100% de Boralex Europe par la Société, le Règlement prévoit que Cube recevra un paiement préférentiel de 16 000 000 € portant intérêt de 5 % à 6,5 %, payable à Cube d'ici la fin de l'année 2015, et deux prêts totalisant 40 000 000 €, assumés par deux filiales européennes de la Société, et portant intérêt à un taux fixe de 6,5 % sans remboursement avant échéance en janvier 2019.

Renseignements généraux

Siège social

Boralex inc.

36, rue Lajeunesse **Kingsey Falls** (Québec)

Canada JOA 1B0

Téléphone: 819 363-6363 Télécopieur: 819 363-6399

info@boralex.com

Site Internet

www.boralex.com



@BoralexInc

Bureaux d'affaires

Canada

772, rue Sherbrooke Ouest bureau 200

Montréal (Québec) Canada H3A 1G1

Téléphone : 514 284-9890 Télécopieur : 514 284-9895 606-1155, rue Robson

Vancouver

(Colombie-Britannique) Canada V6E 1B5 Téléphone : 1 855 604-6403 201-174, rue Mill **Milton** (Ontario) Canada L9T 1S2

Téléphone : 819 363-6430 / 1844 363-6430

France

71, rue Jean-Jaurès 62 575 **Blendecques**

France

Téléphone:

33 (0)3 21 88 07 27

Télécopieur :

33 (0)3 21 88 93 92

8, rue Anatole 59 000 **Lille** France

Téléphone :

33 (0)3 28 36 54 95

Télécopieur:

33 (0)3 28 36 54 96

20, rue de la Villette 69 328 **Lyon** France

Téléphone :

33 (0)4 78 92 68 70

Télécopieur :

33 (0)4 78 42 03 44

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

Agent de transfert et agent comptable des registres

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, rue University, bureau 700 Montréal (Québec) Canada H3A 3S8

Téléphone:

514 982-7555 / 1 800 564-6253

Télécopieur :

514 982-7635 / 1 888 453-0330 service@computershare.com

Renseignements aux actionnaires

L'assemblée annuelle

des actionnaires aura lieu le mercredi 6 mai 2015, à 11 heures, à l'adresse suivante :

Loft Hotel

314, Sherbrooke Est Montréal (Québec) Canada H2X 1E6

Téléphone : 1 888 414-5638

Pour plus de renseignements, veuillez communiquer avec le :

Service des communications

Boralex inc. 772, rue Sherbrooke Ouest bureau 200 Montréal (Québec) Canada H3A 1G1

Téléphone: 514 985-1353 Télécopieur: 514 284-9895 info@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

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



Président du conseil Boralex inc



Germain Benoit (4) Président du conseil Capital Benoit inc

Alain Ducharme (2) (4) Consultant

Conseil d'administration

- ⁽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



Edward H. Kernaghan (3) Président Principia Research Inc. et Kernwood Ltd Conseiller en placement principal Kernaghan & Partners Ltd



Richard Lemaire (2) Président Séchoirs Kingsey Falls inc. et R.S.P. Énergie inc.



Yves Rheault (2) (4) Administrateur de sociétés et consultant



Alain Rhéaume (1) (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

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 Furone



Guy D'Aoust Directeur, finance et trésorerie



Guy Gagnon Directeur corporatif, ressources humaines



Patricia Lemaire Directrice, affaires publiques et communications



Gabriel Ouellet Directeur, biomasse



Jean Virolle Directeur, TI

