

Rapport de gestion

Au 31 décembre 2020

Table des matières

PROFIL ET FAITS SAILLANTS	20
ABRÉVIATIONS ET DÉFINITIONS	21
COMMENTAIRES PRÉALABLES	22
DESCRIPTION DES ACTIVITÉS	24
SOMMAIRE DES TROIS DERNIERS EXERCICES	27
I - STRATÉGIE DE CROISSANCE	
STRATÉGIE DE CROISSANCE ET PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT	31
II - ANALYSE DES RÉSULTATS, DE LA SITUATION DE TRÉSORERIE ET DE LA SITUATION FINANCIÈRE - IFRS	
FAITS SAILLANTS FINANCIERS	42
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	43
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2020	47
SITUATION DE TRÉSORERIE	52
SITUATION FINANCIÈRE	54
SAISONNALITÉ	57
INSTRUMENTS FINANCIERS	58
III - ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION - COMBINÉ	
PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES	59
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE LA PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	60
ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2020	62
IV - MESURES NON CONFORMES AUX IFRS	
RAPPROCHEMENT ENTRE IFRS ET COMBINÉ	64
BAIIA(A)	66
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	67
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET	67
FLUX DE TRÉSORERIE DISCRÉTIONNAIRES ET RATIO DE DISTRIBUTION	68
V - AUTRES ÉLÉMENTS	
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS	70
ÉVÉNEMENT SUBSÉQUENT	72
FACTEURS DE RISQUE	73
FACTEURS D'INCERTITUDE	81
NORMES COMPTABLES	83
CONTRÔLES INTERNES ET PROCÉDURES	84

Profil

Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») développe, construit et exploite des sites de production d'énergie renouvelable au Canada, en France, au Royaume-Uni et aux États-Unis. Un des leaders du marché canadien et premier exploitant-proprétaire de l'éolien terrestre en France, la Société se distingue par sa solide expérience d'optimisation de sa base d'actifs dans quatre types de production d'énergie : éolienne, hydroélectrique, thermique et solaire. Boralex s'assure d'une croissance soutenue grâce à son expertise et à sa diversification acquises depuis 30 ans.

Les actions de Boralex sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto sous le symbole BLX. Au 31 décembre 2020, la Caisse de dépôt et placement du Québec, l'un des investisseurs institutionnels les plus importants au Canada, détenait 12,6 % des actions de Boralex en circulation.

Faits saillants

Pour les périodes de trois mois closes le 31 décembre

	IFRS		Combiné ⁽¹⁾	
	2020	2019	2020	2019
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Production d'électricité (GWh) ⁽²⁾	1 468	1 364	1 763	1 677
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	193	179	225	212
BAIIA(A) ⁽¹⁾	137	143	155	165
Résultat net	30	(23)	36	(15)
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	25	(26)	31	(18)
Par action (de base et dilué)	0,24 \$	(0,28 \$)	0,30 \$	(0,19 \$)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	59	58	81	52
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	101	119	118	116

Pour les exercices clos le 31 décembre

	IFRS		Combiné ⁽¹⁾	
	2020	2019	2020	2019
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Production d'électricité (GWh) ⁽²⁾	4 727	4 371	5 834	5 544
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	619	564	738	687
BAIIA(A) ⁽¹⁾	434	402	513	492
Résultat net	61	(43)	56	(43)
Résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex	55	(39)	50	(39)
Par action (de base et dilué)	0,55 \$	(0,43 \$)	0,51 \$	(0,43 \$)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	362	294	399	303
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	338	310	378	327
	Au 31 déc.	Au 31 déc.	Au 31 déc.	Au 31 déc.
Total de l'actif	5 314	4 557	5 753	5 246
Emprunts ⁽³⁾	3 516	3 067	3 870	3 660
Projets ⁽⁴⁾	3 028	2 462	3 382	3 055
Corporatifs	488	605	488	605

	Pour les périodes de trois mois closes les		Pour les exercices clos les	
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2020	2019	2020	2019
Flux de trésorerie discrétionnaires ⁽¹⁾ - IFRS	67	68	146	120

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Le volume de production du site NRWF pour lequel Boralex a reçu une compensation financière, à la suite des limitations de production d'électricité demandées par l'IESO, a été inclus dans la production d'électricité puisque la Direction considère cette production pour évaluer la performance de la Société. Cet ajustement facilite la corrélation entre la production d'électricité et les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération.

⁽³⁾ Inclut la part à moins d'un an des emprunts et les frais de transactions, net de l'amortissement cumulé.

⁽⁴⁾ Les emprunts projets sont normalement amortis sur la durée des contrats d'énergie des sites afférents et sont sans recours à Boralex.

Abréviations et définitions

Par ordre alphabétique

AO	Appel d'offres
BAIIA	Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement
BAIIA(A)	Bénéfice avant impôts, intérêts et amortissement ajusté pour tenir compte des autres éléments
Caisse	Caisse de dépôt et placement du Québec
CIIF	Contrôle interne à l'égard de l'information financière
CPCI	Contrôles et procédures de communication de l'information financière
CR	Complément de rémunération
CRE	Centaurus Renewable Energy LLC
DDM	Douze derniers mois
DM I et II	Énergie Éolienne Des Moulins S.E.C.
EDF	Electricité de France
GWh	Gigawatt-heure
HQ	Hydro-Québec
IASB	International Accounting Standards Board
IFRS	Normes internationales d'information financière
Invenergy	Invenergy Renewables LLC
LP I	Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C.
LP II	Énergie Éolienne Communautaire Le Plateau S.E.C.
MW	Mégawatt
MWac	Mégawatt alternating current
MWdc	Mégawatt direct current
MWh	Mégawatt-heure
NRWF	Niagara Region Wind Farm
NYPA	New York Power Authority
NYSERDA	New York State Energy Research and Development Authority
Ontario ISO	The Independent Electricity System Operator of Ontario
Participations	Participations dans des Coentreprises et entreprises associées
RECs	Renewable Energy Certificates
Roncevaux	Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C.
SDB I	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beauré 2 et 3
SDB II	Parcs éoliens de la Seigneurie de Beauré 4
Six Nations	Six Nations of the Grand River
SOP	Standing Offer Program
TCAC	Taux de croissance annuel composé
CAC 40	Le CAC 40 (Cotation Assistée en Continu) est un indice à fluctuation libre pondéré en fonction de la capitalisation boursière qui reflète le rendement des 40 titres les plus importants et les plus activement négociés sur Euronext Paris, et l'indicateur le plus utilisé du marché boursier de Paris.
Production anticipée	Pour les sites les plus anciens en fonction des moyennes historiques ajustées des mises en service et des arrêts prévus et pour les autres sites, à partir des études de productible réalisées.

Commentaires préalables

Général

Ce rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2020 par rapport aux périodes correspondantes de 2019, sur les flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2020 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2019, de même que sur la situation financière de la Société au 31 décembre 2020 par rapport au 31 décembre 2019. 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 2020.

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 sont publiés séparément et sont disponibles sur les sites 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 24 février 2021, date à laquelle le conseil d'administration a approuvé le rapport de gestion annuel et les états financiers consolidés. 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 IFRS de la Partie I du manuel de CPA Canada. Les états financiers inclus dans le présent rapport de gestion ont été établis selon les IFRS applicables à la préparation d'états financiers, IAS 1, « Présentation des états financiers » et présentent des données comparatives à 2019.

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. La Société utilise les termes « BAIIA », « BAIIA(A) », « marge brute d'autofinancement », « coefficient d'endettement net », « flux de trésorerie discrétionnaires » et « ratio de distribution » pour évaluer la performance d'exploitation de ses installations. Tel que décrit à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, la Société présente aussi l'information sous la forme d'un Combiné qui intègre sa part des états financiers des Participations.

L'information financière présentée dans ce rapport de gestion, ainsi que les montants apparaissant dans les tableaux sont exprimés en dollars canadiens. Le sigle « M\$ » signifie « million(s) de dollars », et le sigle « G\$ » signifie « milliard(s) de dollars ». Mentionnons également que les données exprimées en pourcentage sont calculées à partir de montants en milliers.

Tous les renseignements qui y figurent sont arrêtés au 31 décembre 2020, sauf pour la puissance installée et le nombre de site qui sont arrêtés en date du 24 février 2021.

Les données financières liées à nos activités en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni sont converties en dollars canadiens en utilisant le taux moyen de la période concernée. Ainsi, les écarts de change mentionnés dans le présent rapport de gestion résultent de la conversion de ces données en dollars canadiens.

Les tableaux ci-dessous donnent le détail des taux de change en devise canadienne par unité monétaire comparative pour les périodes couvertes par nos états financiers et dans le présent rapport de gestion.

Taux de clôture ⁽¹⁾		
Au 31 décembre		
Devise	2020	2019
USD	1,2725	1,2990
Euro	1,5545	1,4567
GBP	1,7422	1,7226

Taux moyen ⁽²⁾				
Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre	
Devise	2020	2019	2020	2019
USD	1,3030	1,3200	1,3415	1,3269
Euro	1,5537	1,4615	1,5298	1,4856
GBP	1,7206	1,6994	1,7199	1,6945

⁽¹⁾ Source: Bloomberg

⁽²⁾ Source: Banque du Canada - Moyenne des taux de change quotidiens

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 susceptibles d'influer sur les résultats d'exploitation et 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 », ou par l'utilisation de mots tels que « vers », « environ », « être d'avis », « s'attendre à », « a l'intention de », « prévoit », « éventuel », « projette de », « continue de » ou de mots similaires, de leur forme négative ou d'autres termes comparables, ou encore par l'utilisation du futur ou du conditionnel. Elles sont fondées sur les attentes, estimations et hypothèses de la direction de Boralex en date du 24 février 2021.

Ces renseignements prospectifs comprennent des déclarations sur le plan stratégique, le modèle d'affaires, la stratégie de croissance et les objectifs financiers de la Société, les projets de production d'énergie renouvelable en portefeuille ou sur le *Chemin de croissance* de la Société et le rendement qu'on s'attend à en tirer, le BAIIA(A), les marges du BAIIA(A) et les flux de trésorerie discrétionnaires ciblés ou ceux qu'on prévoit obtenir dans le futur, les résultats financiers prévus de la Société, la situation financière future, les objectifs de puissance installée nette ou de croissance des mégawatts, incluant ceux formulés dans le cadre du portefeuille de projets et du *Chemin de croissance* de la Société, les perspectives de croissance, les stratégies, le plan stratégique et les objectifs de la Société, ou les objectifs relatifs à la Société, l'échéancier prévu des mises en service des projets, la production anticipée, les programmes de dépenses en immobilisations et d'investissement, l'accès aux facilités de crédit et au financement, l'impôt sur le capital, l'impôt sur le revenu, le profil de risque, les flux de trésorerie et les résultats ainsi que leurs composantes, le montant des distributions et des dividendes qui seront versés aux porteurs de titres, le ratio de distribution qui est prévu, la politique en matière de dividendes et le moment où ces distributions et ces dividendes seront versés. Les événements ou les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qui sont exprimés dans ces déclarations prospectives.

Les renseignements prospectifs reposent sur des hypothèses importantes, y compris les suivantes : les hypothèses posées quant au rendement que la Société tirera de ses projets, selon les estimations et les attentes de la direction en ce qui a trait aux facteurs liés aux vents et à d'autres facteurs, les opportunités qui pourraient être disponibles dans les divers secteurs visés pour la croissance ou la diversification, les hypothèses posées quant aux marges du BAIIA(A), les hypothèses posées quant à la situation dans le secteur et à la conjoncture économique en général, la concurrence et la disponibilité du financement et de partenaires. Bien que la Société estime que ces facteurs et hypothèses sont raisonnables, selon les renseignements dont elle dispose actuellement, ceux-ci pourraient se révéler inexacts.

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-jacents à ces déclarations, ou pourraient avoir une incidence sur le degré de réalisation d'une déclaration prospective donnée. Les principaux facteurs pouvant entraîner une différence significative entre les résultats réels de la Société et les informations financières prospectives ou attentes formulées dans les déclarations prospectives incluent notamment, l'effet général des conditions économiques, les fluctuations de diverses devises, les fluctuations des prix de vente d'énergie, la capacité de financement de la Société, la concurrence, les changements dans les conditions générales du marché, la réglementation régissant son industrie, la disponibilité et l'augmentation des prix des matières premières, les litiges et autres questions réglementaires liées aux projets en exploitation ou en développement, ainsi que certains autres facteurs énumérés dans les documents déposés par la Société auprès des différentes commissions des valeurs mobilières.

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 ont été faites. Rien ne garantit que les résultats, le rendement ou les réalisations, tels qu'ils sont formulés ou sous-entendus dans les déclarations prospectives, se concrétiseront. Le lecteur est donc prié de ne pas se fier indûment 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 est une société canadienne qui exerce ses activités dans le domaine de l'énergie renouvelable. À ce titre, avec l'appui d'un effectif de 527 personnes, elle développe, construit et exploite des installations pour la production d'électricité au Canada, en France, aux États-Unis et au Royaume-Uni. Au 31 décembre 2020, Boralex comptait une base d'actifs d'une puissance installée nette de 2 246 MW. Depuis, la Société a ajouté par voie d'acquisition sept sites solaires d'une puissance installée de 209 MW portant ainsi la puissance installée nette de la Société à 2 455 MW en date du 24 février 2021. Les projets en construction ou prêts à construire représentent 64 MW additionnels et entreront en service d'ici la fin de 2023, tandis que le portefeuille de projets sécurisés représente 480 MW.

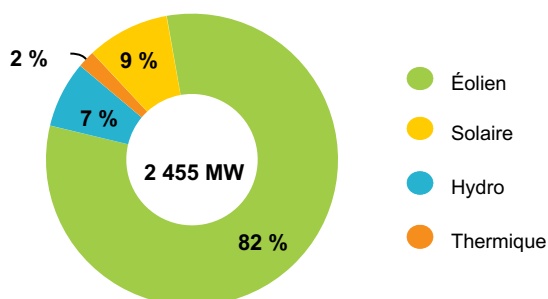
Répartition sectorielle et géographique

La Société est active dans quatre secteurs de production d'énergie complémentaires : éolien, hydroélectrique, thermique et solaire. Le secteur éolien compte pour la majorité de la puissance installée nette de Boralex et en fait le premier exploitant-propiétaire de l'éolien terrestre en France. La composition du portefeuille énergétique en exploitation de la Société au 24 février 2021 est illustrée ci-dessous.

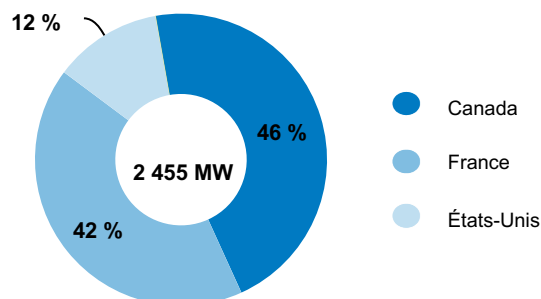
	Canada		France		États-Unis		Total	
	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites	Puissance installée nette (MW)	Nombre de sites
Sites éoliens*	989	24	1 013	64	—	—	2 002	88
Sites solaires	1	1	15	2	209	7	225	10
Centrales hydroélectriques	100	9	—	—	81	7	181	16
Centrales thermiques	35	1	12	1	—	—	47	2
	1 125	35	1 040	67	290	14	2 455	116

* Premier actif de stockage mis en service le 1^{er} mars 2020, d'une puissance installée de 2 MW et bénéficiant d'un contrat de 2 ans, installé sur un site éolien existant en France. La puissance des actifs de stockage n'est pas incluse dans le total de la puissance installée nette de Boralex.

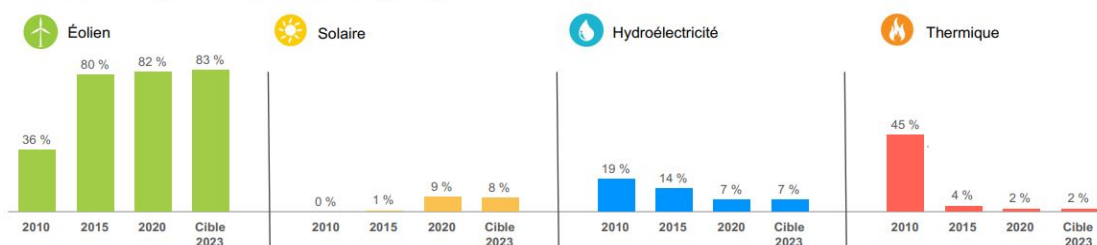
Répartition sectorielle



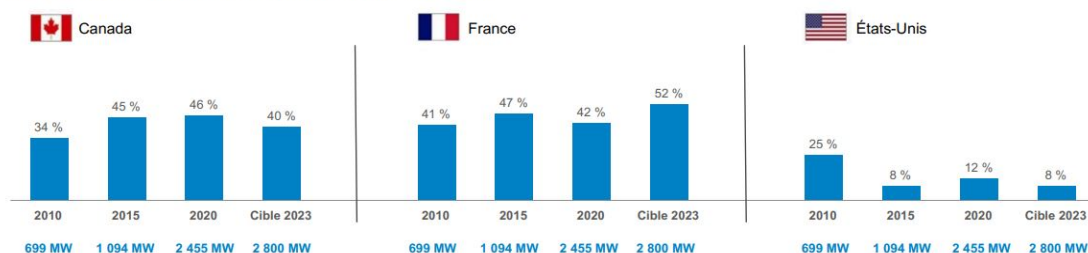
Répartition géographique



Répartition de la puissance installée nette par secteur



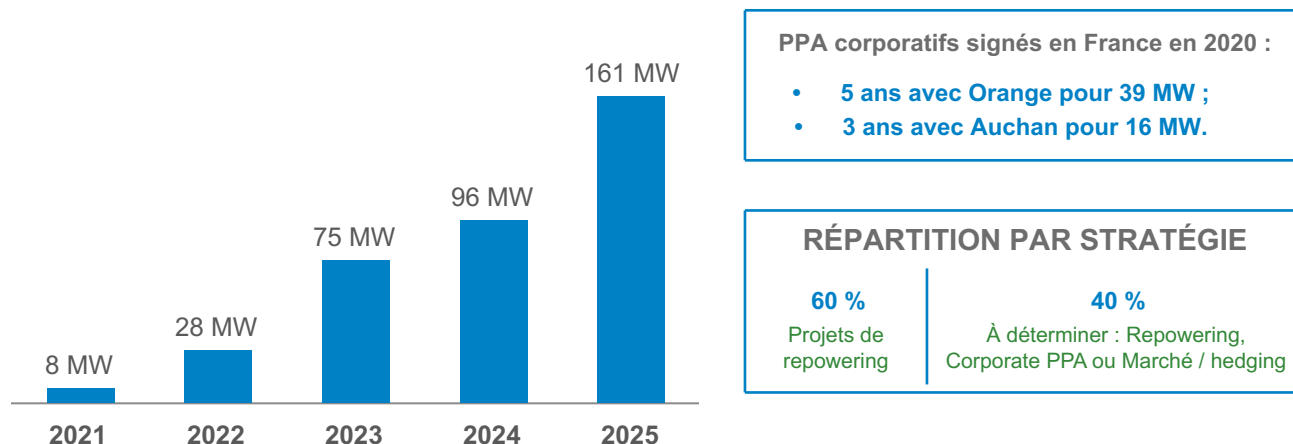
Répartition de la puissance installée nette par géographie



Sources des produits de la vente d'énergie et complément de rémunération

Dans l'ensemble, **98 %** de la puissance installée nette de Boralex est assujettie à des contrats de vente d'énergie à long terme, à des prix déterminés et indexés. La durée résiduelle moyenne pondérée de ces contrats est de **13 ans**. La Société estime que des sites équivalant à 111 MW (5 % de la puissance installée nette ou 3 % de la production actuelle anticipée) verront leurs contrats arriver à échéance d'ici décembre 2023, en excluant les projets du *Chemin de croissance* pour lesquels des contrats ont été sécurisés. Si de nouveaux contrats ne sont pas négociés d'ici là, cette production sera alors vendue au prix du marché. En vertu de son plan stratégique, Boralex prévoit la conclusion de nouvelles ententes, soit par la réalisation de projets d'augmentation de puissance avec contrats à long terme ou par la négociation de contrats d'achats d'électricité avec des entreprises consommatrices d'électricité. La Société prévoit également poursuivre la signature de contrats à long terme pour ses projets en développement.

Volume annuel des contrats arrivant à échéance d'ici le 31 décembre 2025



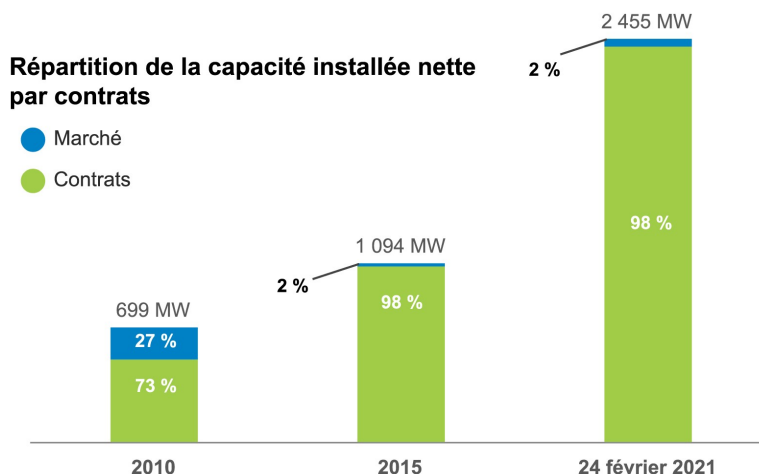
La puissance installée nette

La puissance installée nette de Boralex est passée de 1 094 MW au 31 décembre 2015 à 2 455 MW⁽¹⁾ au 24 février 2021, ce qui représente une croissance annuelle composée de **17 %** pour cette période d'un peu plus de cinq ans. Cette croissance a été réalisée tant de façon organique que par l'entremise d'acquisitions.

Puissance installée nette

(en MW)

Taux de croissance annuel composé : 17 %



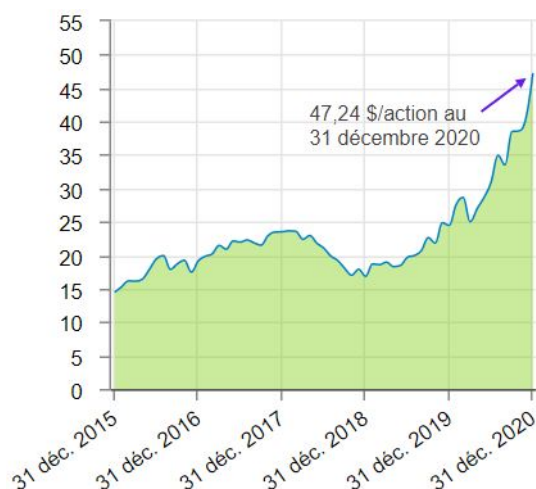
⁽¹⁾ La puissance installée dans ce rapport de gestion, tient compte de 100 % des filiales de Boralex dans la mesure où Boralex détient le contrôle. De plus, elle tient compte de la part de Boralex dans des sociétés dont elle ne détient pas le contrôle et qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans le présent rapport de gestion, ce qui correspond à 170 MW dans le cas des Coentreprises exploitant les Parcs éoliens de la Seigneurie de Beauré, au Québec, soit 50 % d'une puissance installée totale de 340 MW et à 50 MW dans le cas des participations dans deux parcs éoliens au Québec par rapport à leur puissance installée totale de 95 MW. En novembre 2020, Boralex a racheté la participation de la Caisse dans trois sites pour lesquels Boralex détenait également une participation dans des coentreprises. Depuis cette acquisition, Boralex détient le contrôle sur ces sites éoliens et consolide les résultats de ces filiales.

Information financière choisie : une entreprise de croissance

Depuis le 31 décembre 2015, le BAIIA(A) et la capitalisation boursière de Boralex ont affiché un taux de croissance annuel composé de 21 % (19 % selon le Combiné) et de 37 % respectivement. Le cours boursier a augmenté à un taux annuel composé de 26 % au cours de la même période alors que le montant des dividendes versés est passé de 27 M\$ en 2015 à 66 M\$ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2020.

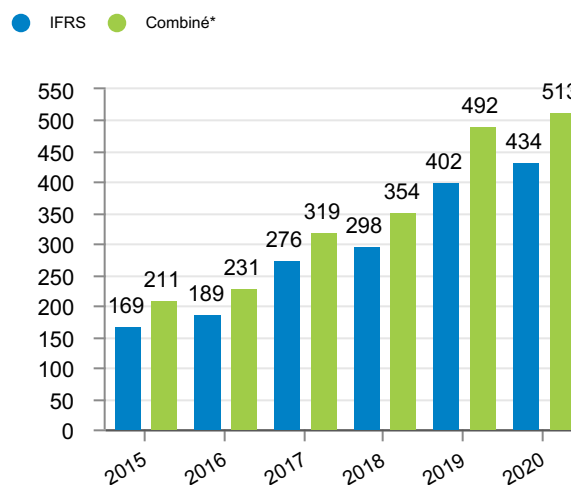
Cours de l'action

(Prix de clôture mensuel en dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé : 26 %
(Bourse de Toronto sous le symbole BLX)



BAIIA(A)*

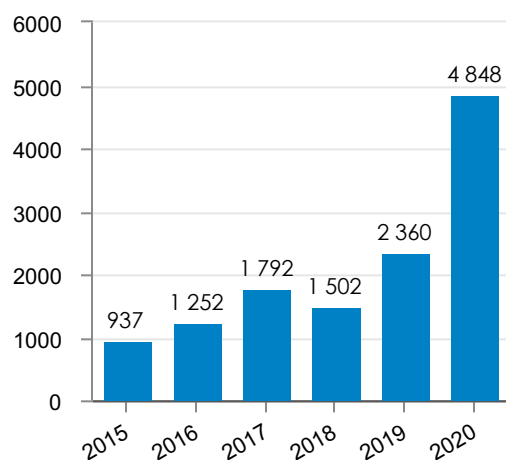
(en millions de dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé : 21 % (IFRS) et 19 % (Combiné)



* Se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

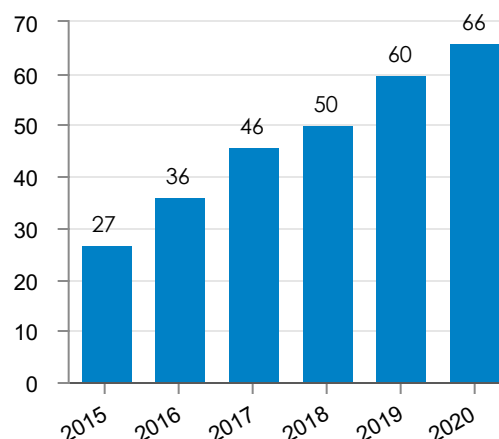
Capitalisation boursière

(en millions de dollars canadiens)
Taux de croissance annuel composé : 37 %



Dividendes versés

(en millions de dollars canadiens)



Sommaire des trois derniers exercices

Information annuelle choisie

Données relatives aux résultats d'exploitation

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Exercices clos les 31 décembre		
	2020	2019	2018
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)⁽¹⁾	4 727	4 371	3 568
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION	619	564	471
BAIIA(A)⁽²⁾⁽³⁾	434	402	298
RÉSULTAT NET⁽²⁾	61	(43)	(38)
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX⁽²⁾	55	(39)	(30)
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX⁽²⁾	0,55 \$	(0,43 \$)	(0,38 \$)
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION⁽²⁾	362	294	202
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT⁽²⁾⁽³⁾	338	310	192
DIVIDENDES VERSÉS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES	66	60	50
DIVIDENDES VERSÉS PAR ACTION ORDINAIRE	0,66 \$	0,66 \$	0,63 \$
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	98 547 826	90 604 799	80 102 038

Données relatives à l'état de la situation financière

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Au 31 décembre	Au 31 décembre	Au 31 décembre
	2020	2019	2018
Trésorerie totale, incluant l'encaisse affectée	277	168	253
Immobilisations corporelles	3 112	2 715	2 918
Total de l'actif ⁽²⁾	5 314	4 557	4 764
Emprunts, incluant la part à moins d'un an des emprunts	3 516	3 067	3 271
Composante passif des débentures convertibles	—	—	140
Total du passif ⁽²⁾	4 323	3 682	3 857
Total des capitaux propres	991	875	907
Coefficient d'endettement net, au marché ⁽³⁾ (%)	41 %	56 %	65 %

⁽¹⁾ Le volume de production du site NRWF pour lequel Boralex a reçu une compensation financière, à la suite des limitations de production d'électricité demandées par l'IESO, a été inclus dans la production d'électricité puisque la Direction considère cette production pour évaluer la performance de la Société. Cet ajustement facilite la corrélation entre la production d'électricité et les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération.

⁽²⁾ Depuis le 1^{er} janvier 2019, la société a appliqué la nouvelle norme comptable IFRS 16 - Contrats de location publiée par l'IASB. Se référer à la rubrique *Autres éléments* pour des renseignements sur l'application de la norme IFRS 16 - Contrats de location et sur l'incidence de sa transition.

⁽³⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

Acquisitions et mises en service

Le tableau ci-dessous fait état de l'ensemble des acquisitions et des mises en service de parcs éoliens, de parcs solaires et de centrales hydroélectriques au cours des trois derniers exercices, pour une puissance installée additionnelle de 995 MW et une puissance installée nette totale de 2 455 MW au 24 février 2021.

Nom du projet	Puissance totale (MW)	Date de mise en service ou d'acquisition	Secteur / Pays	Durée du contrat / Client	Propriété (%)
Kallista	163	20 juin	Éolien / France	15 ans / EDF	Note ⁽¹⁾
DM I et II, LP I, LP II et Roncevaux	201	14 septembre	Éolien / Canada	Note ⁽²⁾	Note ⁽³⁾
Inter Deux Bos	33	24 septembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Noyers Bucamps	10	1 ^{er} novembre	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
Hauts de Comble	20	5 novembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Côteaux du Blaiseron	26	9 novembre	Éolien / France	15 ans / EDF	100
Le Pelon	10	1 ^{er} janvier 2019 ⁽⁴⁾	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
Sources de l'Ancre	23	1 ^{er} janvier 2019 ⁽⁴⁾	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
2018 + 486 MW			Puissance installée nette : 1 942 MW		
Basse Thiérache Nord	20	1 ^{er} février et 1 ^{er} mars	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
Yellow Falls	16	6 mars ⁽⁵⁾	Hydro / Canada	40 ans / IESO	90
Moose Lake	15	4 avril ⁽⁶⁾	Éolien / Canada	40 ans / BC Hydro	Note ⁽⁶⁾
Catésis	10	1 ^{er} juin	Éolien / France	20 ans / EDF / CR	100
Buckingham⁽⁷⁾	10	17 octobre	Hydro / Canada	25 ans / HQ	100
Seuil du Cambrésis	24	1 ^{er} décembre	Éolien / France	15 ans / EDF / CR	100
2019 + 95 MW			Puissance installée nette : 2 040 MW		
Santerre	15	1 ^{er} août	Éolien / France	20 ans / EDF / CR	100
Blanches Fosses	11	1 ^{er} novembre	Éolien / France	20 ans / EDF / CR	100
LP I, DM I et II	145	1 ^{er} décembre	Éolien / Canada	Note ⁽⁸⁾	Note ⁽⁸⁾
Cham Longe I Repowering	17	1 ^{er} décembre	Éolien / France	20 ans / EDF / CR	100
Extension Seuil de Bapaume	17	1 ^{er} décembre	Éolien / France	20 ans / EDF / CR	100
2020 + 205 MW			Puissance installée nette : 2 246 MW⁽⁹⁾		
Portefeuille acquis de CRE	209	29 janvier 2021	Solaire / États-Unis	Note ⁽¹⁰⁾	Note ⁽¹⁰⁾
24 février 2021 + 209 MW			Puissance installée nette : 2 455 MW		

⁽¹⁾ Boralex détient 100 % des actions de 14 parcs éoliens et 65 % du parc éolien Val aux Moines SAS de 15 MW, tous en exploitation.

⁽²⁾ La durée résiduelle moyenne pondérée de ces contrats était de 16 ans à compter de la date d'acquisition.

⁽³⁾ Voir la note *Participations dans des Coentreprises et entreprises associées* du Rapport annuel 2019.

⁽⁴⁾ En raison de restrictions administratives, le contrat de vente d'énergie est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2019. Par contre, le site était déjà opérationnel et a été considéré comme mis en service en 2018.

⁽⁵⁾ La mise en service commerciale a été confirmée avec l'IESO le 14 novembre 2019. Boralex a reçu une compensation rétroactive afin de combler l'écart entre le prix du contrat et le prix du marché pour l'électricité vendue par la centrale depuis sa mise en service le 6 mars 2019.

⁽⁶⁾ En raison de restrictions administratives, le contrat de vente d'énergie est entré en vigueur le 4 avril 2019. Par contre, le site était déjà opérationnel et a été considéré comme mis en service au premier trimestre de 2019. En décembre 2020, Boralex a racheté la part de l'actionnaire minoritaire de 30 % et détient désormais 100 % du parc.

⁽⁷⁾ Cette augmentation de puissance de 10 MW se traduira par un ajout de 5 M\$ au BAIIA annuel pour un total pro forma pour le projet de 8 M\$ au BAIIA et de 20 MW en puissance installée.

⁽⁸⁾ Boralex détient désormais 100 % des actions de ces trois parcs éoliens. Les contrats d'achat d'électricité à long terme conclus avec Hydro-Québec Distribution, arriveront à échéance entre 2032 et 2033 avec une durée moyenne pondérée restante sous contrat de près de 12,5 ans à la date d'acquisition.

⁽⁹⁾ Depuis le début de l'exercice financier, des augmentations de puissance totalisant 2 MW ont été effectuées sur des sites existants en France et une réduction nette de 1 MW a été appliquée aux États-Unis.

⁽¹⁰⁾ Les contrats d'achat d'électricité à long terme viendront à échéance entre 2029 et 2046 avec une durée moyenne pondérée résiduelle de près de 21,5 ans à la date d'acquisition. Boralex détient des participations allant de 50 % à 100 % dans sept projets solaires et en détient le contrôle.

2021

En janvier 2021, la Société a acquis la participation majoritaire de CRE dans un portefeuille de sept parcs solaires aux États-Unis représentant une puissance installée nette de 209 MWac attribuable à la Société, et ce pour une contrepartie de 277 M\$.

2020

Acquisitions et mises en service

La Société a ajouté 60 MW à sa puissance installée nette avec la mise en service de quatre parcs éoliens en France, ce qui inclut le projet de remplacement d'équipements par d'autres plus performants au parc éolien de **Cham Longe I** d'une puissance installée totale de 35 MW.

En novembre, la Société a acquis la participation de 49 % de la Caisse dans trois parcs éoliens au Québec, déjà détenus à 51 % par Boralex pour une contrepartie de 121 M\$ à laquelle pourrait s'ajouter une contrepartie conditionnelle de 4 M\$ si certaines conditions sont satisfaites. Cette acquisition représente une puissance installée nette additionnelle de 145 MW.

Changement d'estimation

La direction a réévalué la durée de vie de certaines composantes pour les sites éoliens qui ont des tours en béton. À partir du 1^{er} octobre 2020, la durée de vie estimée de la plupart des composantes sera de 30 ans. Ce changement de période d'amortissement reflète la meilleure estimation de la direction de la Société eu égard à la durée de vie de ce type d'éolienne, laquelle estimation est supportée par l'expérience de près de 20 ans d'exploitation de site éoliens à titre de propriétaire et opérateur, par le comportement observé sur plusieurs modèles d'éoliennes différentes, par la compétence industrielle de Boralex dans la maintenance de ses actifs et par l'inspection de ces parcs. Également, de récents rapports d'expertise obtenus supportent cette révision de durée de vie estimée, et ce, en se basant sur les conditions actuelles des actifs éoliens. Ce changement d'estimation comptable prospectif se traduit par une diminution de la dépense d'amortissement de 2 M\$ et par un impact négligeable sur la quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées, le tout donnant lieu à une hausse de 2 M\$ du résultat net avant impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Transactions financières

En janvier 2020, Boralex a clôturé une facilité de crédit rotatif d'un montant de 182 M\$ (125 M€) qui permettra de financer la construction de projets éoliens et solaires futurs en France.

En août 2020, la Société a conclu un refinancement de 806 M\$ d'une durée de 16 ans pour son parc éolien NRW de 230 MW, situé en Ontario. Boralex exploite le site et détient 50 % de ce parc. Ce refinancement devrait se traduire par une économie annuelle récurrente de plus de 5 M\$ en frais d'intérêt. Également, la Société a clôturé un placement public d'actions de catégorie A pour un produit brut de 201 M\$, lequel a ensuite servi en partie à financer les deux acquisitions décrites précédemment.

Résultats

En 2020, la Société a produit 4 727 GWh d'électricité, en hausse de 8 % par rapport à l'exercice précédent, compte tenu de meilleures conditions climatiques au cours du premier trimestre de l'année et de l'expansion de la base opérationnelle. Ces résultats favorables au chapitre de la production se sont traduits par une hausse de 10 % des *Produits de la vente d'énergie et Compléments de rémunération*, qui ont atteint 619 M\$, et de 8 % du BAIIA(A), qui a atteint 434 M\$.

2019

Mises en service

La Société a ajouté 95 MW à sa puissance installée nette avec la mise en service de trois parcs éoliens en France, d'un quatrième en Colombie-Britannique et d'une première centrale hydroélectrique en Ontario ainsi que la remise en service de la centrale de Buckingham au Québec.

Changement d'estimation

À partir du 1^{er} octobre 2019, la Société a modifié la durée de vie de certaines composantes de ses éoliennes. La durée de vie estimative de certaines composantes qui était de 20 ans auparavant a été augmentée à 25 ans, ce qui correspond dorénavant à leur durée de vie utile. Ce changement d'estimation comptable découle de nouvelles informations obtenues ainsi que d'un surcroît d'expérience sur la durée prévue de ces composantes. Cette révision d'estimation a été enregistrée de façon prospective et s'est traduite par une diminution de la dépense d'amortissement de 7 M\$ et par une hausse de la *Quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées* de 2 M\$, le tout donnant lieu à une hausse de 9 M\$ du résultat net avant impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Transactions financières

Boralex a convenu des modifications à sa facilité de crédit rotatif au cours de l'exercice 2019 d'un montant total autorisé de 560 M\$ jusqu'au 27 avril 2023.

En France, l'échéance du crédit-relais auprès de BNP Paribas a été reportée au 18 mai 2019 dans le cas de la première tranche et au 18 novembre 2019 pour la deuxième. La Société a par la suite procédé au remboursement anticipé de ces deux tranches au cours de l'exercice à la suite de la vente des actifs sous-jacents.

Toujours en France, Boralex a conclu le financement du parc éolien **Santerre**, en vertu d'un amendement à la convention de crédit du portefeuille Sainte-Christine. Ce financement a été refinancé le 25 novembre 2019 tel que décrit ci-dessous. La Société s'est également entendue pour le refinancement d'une dette de 60 M\$ (40 M€) en faveur de Cube Hydro-Power SARL, avec la filiale de la Caisse, actionnaire de la Société.

Par ailleurs, la Société a procédé à la conversion et au rachat de ses débentures subordonnées et convertibles à 4,5 %, émises et en circulation. Le capital des débentures ayant été converties s'élève à 136 M\$ tandis que celui des débentures rachetées par la Société se situe à 8 M\$. Les débentures ont été radiées de la Bourse de Toronto à la clôture des marchés le 24 octobre 2019.

En France, dans le cadre de son orientation stratégique visant une utilisation optimale de ses ressources financières, Boralex a réalisé le plus important refinancement du secteur des énergies renouvelables réparti sur trois conventions de crédit venant à échéance en 2034, 2036 et 2040, respectivement et totalisant 1,7 milliard \$.

Enfin, selon le même principe, la Société a conclu une entente de 209 M\$ pour le refinancement d'un parc éolien, LP I, acquis d'Invenergy selon des conditions davantage favorables. Cette entente permettra de réduire les frais d'intérêt de près de 2 M\$ par année sur une base combinée.

Résultats

En 2019, la Société a produit 4 371 GWh d'électricité, en hausse de 23 % par rapport à l'exercice précédent, compte tenu de meilleures conditions climatiques et de l'expansion de la base opérationnelle. Cela s'est traduit par une hausse de 20 % des *produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération*, qui ont atteint 564 M\$, et de 35 % du BAIIA(A), qui s'est établi à 402 M\$.

2018

Acquisitions et mises en service

Boralex a procédé à la mise en service de six parcs éoliens en France, pour une puissance installée additionnelle de 122 MW.

Toujours en France, la Société s'est portée acquéreur des actifs de Kallista qui comprenaient 15 parcs éoliens d'une puissance installée de 163 MW, un site en construction de 10 MW ainsi qu'un portefeuille de projets représentant 158 MW.

La Société y a également conclu l'acquisition de la dernière tranche du portefeuille de projets d'Ecotera, soit huit projets de parcs éoliens à divers stades de développement, pour une puissance globale de plus de 100 MW.

Au Québec, Boralex a acquis les participations d'Invenergy dans cinq parcs éoliens, ajoutant ainsi 201 MW à sa puissance installée compte tenu d'une quote-part entre 50 % et 59,96 % selon le site.

Transactions financières

La Société a obtenu une prolongation d'un an, jusqu'au 27 avril 2022, de sa facilité de crédit rotatif de 460 M\$, à laquelle s'est ajoutée une clause « accordéon » pouvant donner accès à une somme additionnelle de 100 M\$, selon les mêmes termes et conditions.

La Société a confirmé un investissement conjoint de la Caisse et du Fonds de solidarité FTQ, pour un total de 200 M\$ sous forme de dette subordonnée non garantie. Ce financement comprenait une option de levée d'une deuxième tranche de 100 M\$, laquelle a été tirée pour financer en partie l'acquisition de Kallista.

Soulignons que la Société a également utilisé sa facilité de crédit rotatif existante pour l'acquisition de Kallista. La Société a aussi remboursé un dû de 78 M\$ (51 M€) consenti par Ardian Infrastructure Holding S.à.r.l. à Kallista Energy Investment SAS ainsi qu'un prêt de 8 M\$ (6 M€).

Par ailleurs, la Société a procédé à des placements public et privé de reçus de souscription, ce qui a donné un produit net de 250 M\$, lequel a été en majeure partie utilisé pour l'acquisition des participations d'Invenergy. À la clôture de l'acquisition, tous les reçus de souscription émis ont été échangés pour un nombre équivalent d'actions ordinaires de Boralex.

Majoration du dividende

En mai, le dividende est passé de 0,60 \$ à 0,63 \$ par action ordinaire (de 0,1500 \$ à 0,1575 \$ par action sur une base trimestrielle) puis à 0,66 \$ par action ordinaire (0,1650 \$ par action sur une base trimestrielle) à la suite de l'acquisition des participations d'Invenergy, ce qui a donné lieu à une majoration de 10 % pour l'ensemble de l'exercice 2018.

Résultats

En 2018, la Société a produit 3 568 GWh d'électricité, en hausse de 11 % par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la contribution des acquisitions et des mises en service qui a compensé l'effet de conditions de vent défavorables, ce qui s'est traduit par une hausse de 14 % des *produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération*, qui ont atteint 471 M\$, et de 8 % du BAIIA(A), à 298 M\$.

Stratégie de croissance et perspectives de développement

Plan stratégique et objectifs financiers 2023

La direction de Boralex a dévoilé en 2019 le plan stratégique qui guidera ses actions en vue d'atteindre les objectifs financiers fixés pour 2023. Ce plan s'inscrit en continuité des actions entreprises jusqu'à maintenant dans des secteurs à fort potentiel de croissance et pour lesquels la Société a développé une solide expertise. Il comprend également des initiatives complémentaires dans une perspective de diversification et d'optimisation des activités et des sources de revenus.

Le plan stratégique de Boralex découle d'une analyse rigoureuse du marché et des tendances dans le secteur des énergies renouvelables. Il s'inscrit également dans l'optique où une profonde et rapide transformation de l'industrie est en cours, en raison notamment des nombreuses innovations technologiques. Par exemple, en France, comme l'indique le schéma à la page suivante, les programmes gouvernementaux prévoient une augmentation substantielle et soutenue de la part de l'éolien et du solaire comme sources d'énergie au cours de la prochaine décennie. Cette forte augmentation de volume prévue sera accompagnée d'un environnement plus concurrentiel. Des changements sont également à prévoir avec l'évolution des programmes vers des mécanismes d'appels d'offres et la négociation d'ententes directement auprès des entreprises consommatrices d'électricité.

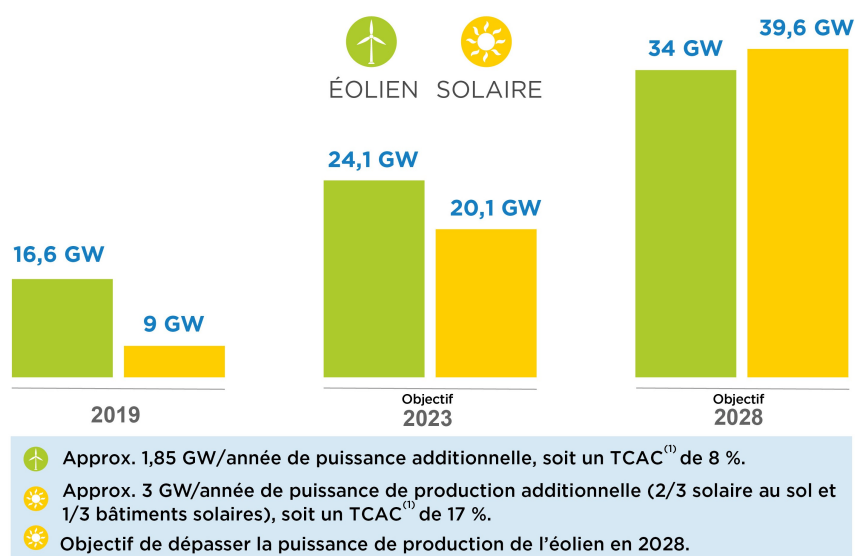
Du côté des États-Unis, à moyen terme, l'État de New York entend mettre l'accent sur le développement de sites d'énergie solaire en même temps que sur le déploiement d'installations pour le stockage d'énergie. En date de publication du présent rapport, les gouvernements de la France et de l'État de New York font du développement d'infrastructures énergétiques vertes un des piliers de leur relance économique post-pandémie et renforcent leurs engagements envers leurs cibles de réduction de gaz à effet de serre (GES). Comme dans le cas de Boralex, ces autorités ont mis en place un plan de continuité de leurs activités à compter du début de mars. Au cours de l'été, l'activité économique a graduellement repris en France et en Amérique du Nord et l'intention d'utiliser les énergies renouvelables comme élément important d'un plan de relance a été mentionnée par divers paliers de gouvernement. Au cours des derniers mois, les activités pour le développement de nouveaux projets ont cependant connu un ralentissement en raison des nouvelles mesures sanitaires visant à freiner la hausse du nombre de cas de la COVID-19. Le gouverneur de l'État de New York a toutefois mentionné à plusieurs reprises son désir d'accélérer le développement du secteur des énergies renouvelables et d'assouplir certaines mesures afin d'atteindre les cibles. En 2019, l'État New York a adopté la *Climate Leadership and Community Protection Act* (CLCPA), qui l'engage à réduire de 85 % les émissions de GES d'ici 2050. Pour y arriver, la législation de l'État rehausse la norme sur l'énergie propre pour faire passer la proportion d'énergie renouvelable à 70 % d'ici 2030 et à zéro émission d'ici 2030, en plus de relever les cibles pour l'aménagement de ressources d'énergie éolienne en mer (9 000 MW d'ici 2035), de ressources d'énergie solaire décentralisée (6 000 MW d'ici 2025) et de ressources de stockage d'énergie (3 000 MW d'ici 2030). Dans le cadre de son discours sur l'« état de l'État » de 2021, le gouverneur de l'État de New York, Andrew Cuomo, a affirmé son engagement à l'égard des enjeux climatiques en proposant une transition ordonnée et équitable vers une énergie propre qui créera des emplois et continuera de favoriser l'économie verte, alors que l'État de New York se remet de la pandémie de COVID-19. En outre, le gouverneur Cuomo a annoncé que l'État avait ouvert un appel d'offres visant de nouvelles installations de transport qui seront aménagées pour livrer de l'énergie renouvelable admissible à la zone J de NYCA. L'État de New York souhaite mettre sous contrat jusqu'à 1 500 MW, mais ce volume pourrait augmenter si les propositions reçues le justifient.

Au Canada, en décembre 2020, le gouvernement fédéral a lancé le Plan climatique renforcé du Canada pour protéger l'environnement, créer des emplois et soutenir les communautés. Plusieurs engagements plus ambitieux à l'égard du climat ont été annoncés ce qui devrait conduire à une économie plus faible en carbone. Ce plan prévoit entre autres, dès 2023, une augmentation annuelle du prix de la tonne de carbone de 15 \$ avec une cible à 170 \$ la tonne d'ici 2030 et des investissements additionnels de 964 M\$ au cours des quatre prochaines années afin d'accroître la modernisation et le verdissement des réseaux électriques. Ceci inclut du soutien afin d'augmenter les capacités de production issues d'énergies renouvelables, comme l'éolien et le solaire, ainsi que le stockage d'énergie. Un montant additionnel de 300 M\$ est prévu afin de réduire la dépendance au diesel des communautés rurales, reculées de même que pour les Premières Nations. À noter que des investissements additionnels de 287 M\$ en 2020-2021 ont été prévus pour poursuivre le programme de subventions accordées pour les véhicules à zéro émission. Par ce plan climatique, le gouvernement du Canada a renouvelé son engagement de continuer à travailler avec les provinces, les services publics et autres partenaires afin d'atteindre sa cible de zéro émission nette de carbone issue de la production d'électricité d'ici 2050. Au Québec, en novembre 2020, le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a dévoilé le *Plan pour une économie verte* (PEV) qui prévoit notamment que la province réduira ses émissions de GES de 37,5 % à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et atteindra la carboneutralité en 2050. Des mesures précises sont identifiées, principalement en lien avec l'électrification des transports, les plus ambitieuses étant d'avoir 1,5 million de véhicules électriques en circulation au Québec d'ici 2030 et aucune vente de véhicule à essence à partir de 2035. L'ensemble des mesures annoncées dans le PEV permettront d'atteindre 42 % de la cible que s'est fixée le Québec en 2030. Un bilan annuel sera présenté et d'autres mesures seront identifiées chaque année. En matière d'énergie éolienne, le gouvernement du Québec entend soutenir les entreprises québécoises afin qu'elles puissent tirer profit de l'ouverture de nouveaux marchés découlant de la hausse de la demande mondiale d'énergie éolienne. C'est dans ce contexte que s'inscrit la vision du gouvernement du Québec quant au développement du secteur éolien. Il souhaite notamment que des parcs éoliens construits au Québec puissent correspondre à des occasions d'affaires qui se présentent et exporter toute leur production vers les marchés nord-américains.

En France, les résultats des récents appels d'offres ont été annoncés comme prévu. Boralex s'est vu octroyer des projets éoliens totalisant 43 MW ainsi que des projets de parcs solaires équivalant à 21 MW au cours de la première moitié de l'exercice 2020. Dans l'État de New York, les résultats de l'appel d'offres de septembre 2019 pour le solaire ont été annoncés en mars dernier. Boralex a d'ailleurs été sélectionnée pour l'ensemble des projets pour lesquels elle avait soumissionné, pour un total de 180 MW. L'appel d'offres suivant de la NYSEDA, qui était prévu à l'été, a été reporté en octobre 2020. Boralex a soumis trois projets totalisant 140 MW dans le cadre de cet appel d'offres. Les résultats ont été annoncés en janvier 2021 et les projets de Boralex n'ont pas été sélectionnés. La Société a toutefois soumis ces trois projets dans le cadre de l'appel d'offres de septembre dernier auprès de la NYPA (New York Power Authority).

En janvier 2021, Boralex a clôturé l'acquisition d'une participation majoritaire dans un portefeuille de sept parcs solaires aux États-Unis, pour une puissance installée de 209 MWac. La grande majorité de ces parcs sont situés dans l'État de la Californie, un marché jugé à fort potentiel de développement par Boralex. Le schéma de la page suivante indique les objectifs de cet État en termes de vente d'électricité renouvelable et d'émission de gaz à effet de serre. Le schéma indique également le potentiel de croissance de l'industrie de l'énergie solaire et du stockage d'énergie. Comme mentionné lors de l'annonce de cette acquisition, Boralex a l'intention de poursuivre ses efforts de développement dans ce marché au même titre que les efforts déployés dans le marché de l'État de New York.

OBJECTIFS DU PROGRAMME D'ÉNERGIE RENOUVELABLE EN FRANCE



Source : Programmation pluriannuelle de l'énergie
⁽¹⁾ TCAC : Taux de croissance annuel composé

CIBLES ÉTAT DE NEW YORK, É.U.

70 %
d'énergies
renouvelables
d'ici **2030**

Zéro
émission
du réseau électrique
d'ici **2040**

Accroître la
puissance installée
d'énergie **solaire**
de **1,7 GW** en 2019 à
6 GW en 2025

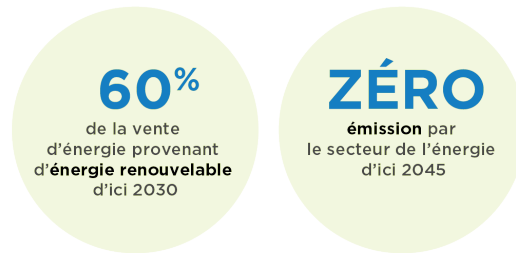
Ajouter
3 GW
de capacité de
stockage
d'énergie
d'ici **2030**

UN ORDRE « ISSUE ORDER » A ÉTÉ ÉMIS POUR ACCÉLÉRER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

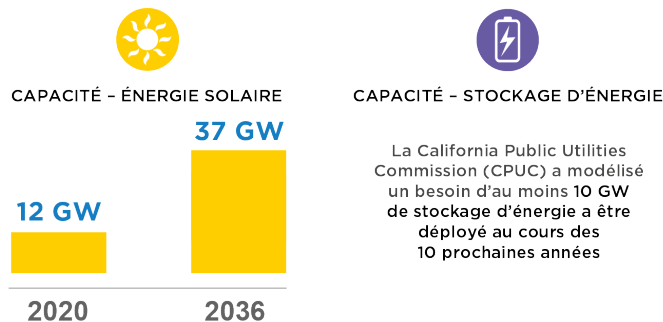
+ 40 % la soumission de projets dans
les **appels d'offres Tier 1** de
NYSEDA représente une demande
prévue de **4 500 GWh/année**
entre **2021 and 2026**

Nouveau programme
d'appel d'offres Tier 4
pouvant atteindre
3 000 MW
par le biais d'un ou plusieurs appels
d'offres

CIBLES DE L'ÉTAT DE LA CALIFORNIE, É.U.



MARCHÉ POTENTIEL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE ET DU STOCKAGE EN CALIFORNIE



Sur la base de l'analyse de marché effectuée, la direction de Boralex a articulé son plan stratégique autour de quatre orientations principales et de trois objectifs financiers. Pour en réussir la mise en œuvre, la Société s'appuie sur sa solide expertise et une longue expérience en matière de développement de projets de petite et moyenne taille, ce qui constitue un avantage clé pour tirer parti des occasions qui se présentent dans des marchés de plus en plus concurrentiels, notamment celui de l'énergie solaire.

ORIENTATIONS STRATÉGIQUES

CROISSANCE
dans des marchés avec des programmes d'énergie renouvelable ambitieux

DIVERSIFICATION
dans le solaire et stockage d'énergie

CLIENTÈLE
par le biais de contrats commerciaux directement auprès d'entreprises et autres sources de revenus

OPTIMISATION
opérationnelle et financière

OBJECTIFS FINANCIERS 2023

FLUX MONÉTAIRES DISCRÉTIONNAIRES



PUISSANCE INSTALLÉE



40 % À 60 % RATIO DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES

OBJECTIFS RSE : ALLER AU-DELÀ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Diversité et égalité des chances
Gouvernance d'entreprise responsable
Éthique des affaires et des comportements
Utilisation responsable des ressources
Émissions des gaz à effet de serre (portées 1 et 2)

Approvisionnement responsable
Adaptation au changement climatique
Biodiversité
Santé et sécurité
Concertation et implication des communautés locales

La Société entend également maintenir une discipline financière exemplaire en ciblant des projets et des acquisitions qui satisfont à des critères précis sur les plans tant de la croissance que des synergies, de manière à créer de la valeur et générer un rendement conforme aux attentes des actionnaires. Ce faisant, elle compte réaliser davantage de projets en partenariat tout en conservant le contrôle et la gestion des activités, ce qui se traduira par des revenus additionnels.

Par ailleurs, Boralex conserve la même approche qui a contribué à son succès jusqu'à maintenant et qui consiste à s'appuyer principalement sur des flux de trésorerie prévisibles, grâce à des contrats de vente d'énergie à long terme et à des prix déterminés et indexés avec des sociétés solides financièrement (EDF, Hydro-Québec, Ontario ISO, NYISO, BC Hydro). Ces contrats ne contiennent pas de clause d'ajustement de prix ou de production dans le cadre de situations comme celle de l'épidémie de COVID-19. Au 31 décembre 2020, 98 % de la puissance installée nette de la Société était associée à des contrats à long terme avec une durée résiduelle moyenne pondérée de 13 ans. La récente annonce de la relance du projet éolien Apuiat d'une capacité de 200 MW est un exemple éloquent de la reprise des investissements dans le secteur des énergies renouvelables au Québec. L'État de New York a également procédé à plusieurs annonces visant l'accélération de la transition énergétique dans cet État.

Dans le contexte de l'épidémie de COVID-19, Boralex garde le cap sur la réalisation de ses orientations stratégiques et de ses objectifs financiers 2023 et suit de près les occasions d'acquisition susceptibles de se présenter dans le contexte économique actuel. D'ailleurs, à la suite de l'acquisition des participations dans sept parcs solaires aux États-Unis en janvier 2021 et en incluant les mises en service des sites en construction et des sites sécurisés prévus au *Chemin de croissance*, la Société prévoit dépasser la cible de 2 800 MW lorsque l'ensemble de ces projets seront mis en service.

Compte tenu de la solide exécution de son plan stratégique, des acquisitions réalisées dernièrement et afin de tenir compte des récents changements dans l'environnement de marché de l'énergie renouvelable incluant entre autres, les plans de relance annoncés et à venir des divers gouvernements à l'échelle mondiale, la direction de Boralex travaille actuellement à la mise à jour de son plan stratégique et prévoit en faire le dévoilement à l'été 2021.

Enfin, au cours des derniers trimestres, d'importants efforts ont été déployés afin de formaliser la stratégie de responsabilité sociétale de Boralex et son positionnement par rapport aux critères ESG (environnement, société et gouvernance). La Société a sondé l'ensemble de ses parties prenantes afin d'évaluer leur perception à l'égard de son positionnement et l'importance relative des divers enjeux de responsabilité sociétale. La direction de Boralex a d'ailleurs décidé d'inclure la réalisation de la stratégie en cours de préparation à ses objectifs stratégiques au même titre que ses objectifs financiers. L'objectif principal est d'aller au-delà de l'énergie renouvelable et de présenter les politiques et réalisations de la Société non seulement sous l'angle de l'environnement, mais également sous l'angle social et sous celui de la gouvernance alors que Boralex a toujours visé une approche équilibrée pour la gestion de ses activités. Un premier rapport distinct du rapport annuel sera publié au même moment et marquera le début de la mise en place de cette nouvelle stratégie.

Perspectives de développement selon chaque orientation stratégique

Boralex poursuit son développement selon ses quatre orientations stratégiques, en s'appuyant sur le potentiel offert par les marchés d'Europe et d'Amérique du Nord où elle exerce déjà ses activités.

Orientation Croissance

Comme l'indique le schéma ci-dessous, la Société dispose d'un portefeuille de projets à divers stades de développement, selon des critères clairement identifiés. Le portefeuille de projets s'établit à 2 502 MW, soit 203 MW de moins qu'au trimestre précédent alors que des projets ont progressé pour atteindre le stade de projets sécurisés inscrits au *Chemin de croissance* au cours des derniers mois. Le *Chemin de croissance* s'établit à 544 MW, soit 266 MW de plus qu'au trimestre précédent.

RÉPARTITION DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DE BORALEX

PORTEFEUILLE DE PROJETS		AMÉRIQUE DU NORD	EUROPE	TOTAL BORALEX
TOTAL 2 502 MW	PRÉLIMINAIRE			
	• Droits fonciers sécurisés	 315 MW	315 MW	630 MW
	• Interconnexion possible	 170 MW	99 MW	269 MW
	• Vérification de l'acceptabilité par les collectivités locales et des risques réglementaires			
	TOTAL	485 MW	414 MW	899 MW
	MI-PARCOURS			
	• Amérique du Nord : Évaluation et design préliminaire pour faire une soumission	 560 MW	519 MW	1 079 MW
	• Europe : Design préliminaire et demandes d'autorisations administratives effectuées	 -	118 MW	118 MW
	TOTAL	560 MW	637 MW	1 197 MW
	AVANCÉE			
	• Amérique du Nord : Projet soumis dans un appel d'offres	 -	228 MW	228 MW
	• Europe : Projet autorisé par les autorités réglementaires et soumis dans un appel d'offres (France)	 165 MW	13 MW	178 MW
	TOTAL	165 MW	241 MW	406 MW
	TOTAL	875 MW	1 062 MW	1 937 MW
		 335 MW	230 MW	565 MW
	TOTAL	1 210 MW	1 292 MW	2 502 MW
CHEMIN DE CROISSANCE				
TOTAL 544 MW	SÉCURISÉE			
	• Amérique du Nord : Contrat obtenu (REC ou PPA) et interconnexion sécurisée	 100 MW	180 MW	280 MW
	• Europe : Contrat obtenu (PPA) et interconnexion sécurisée (France); projet autorisé par les autorités réglementaires et interconnexion sécurisée (Écosse)	 200 MW	-	200 MW
	TOTAL	300 MW	180 MW	480 MW
	EN CONSTRUCTION OU PRÊT À CONSTRUIRE			
	• Permis obtenus	 -	43 MW	43 MW
	• Financement en cours	 -	21 MW	21 MW
	• Date de mise en service établie			
	• Purgé de tous recours (France)			
	• Autorisé par le Conseil d'administration de Boralex			
	TOTAL	-	64 MW	64 MW
	TOTAL	100 MW	223 MW	323 MW
		 200 MW	21 MW	221 MW
	TOTAL	300 MW	244 MW	544 MW

ACTUELLEMENT EN EXPLOITATION 2 455 MW

Mise à jour en date du 24 février 2021

Le secteur **éolien** demeure le principal secteur de croissance de la Société avec un portefeuille de projets qui équivaut à 1 937 MW, soit 170 MW de moins qu'au trimestre précédent. Dans le secteur **solaire**, le portefeuille de projets équivaut à un total de 565 MW, soit 33 MW de moins qu'au trimestre précédent en raison du transfert en projets sécurisés de quatre projets totalisant 180 MW. Ce secteur offre un fort potentiel de croissance tant en Europe qu'en Amérique du Nord et Boralex y a renforcé ses effectifs afin d'accélérer son développement, particulièrement dans l'État de New York aux États-Unis où une nouvelle équipe a été mise en place en 2019.

Europe

L'Europe continue d'offrir les meilleures possibilités à court terme pour le développement du portefeuille d'actifs **éoliens** de la Société.

Selon les données présentées à la section *Plan stratégique et objectifs financiers* du présent document, le potentiel du secteur éolien en France est de l'ordre de 7,5 GW d'ici 2023.

La Société dispose des atouts nécessaires pour tirer parti des occasions de développement qui se présentent en France, en raison d'une présence de longue date et d'une connaissance approfondie du marché. Elle y compte un portefeuille de projets **éoliens** à divers degrés d'avancement, lesquels équivalent à une puissance de l'ordre de 1 062 MW, soit 30 MW de plus qu'au trimestre précédent. Forte de ces acquis, Boralex participe activement au processus d'appels d'offres qui prévoit la construction de parcs éoliens sur le territoire français. Ce processus visait l'octroi de l'ensemble des contrats de compléments de rémunération, selon des tranches de 250 MW en juillet 2020 et de 500 MW en novembre 2020. Pour la période de 2021 à 2024, le processus vise deux tranches de 925 MW chacune par année. Chaque contrat sera d'une durée de 20 ans à compter de la mise en service. Compte tenu des gains réalisés dans le cadre de ces appels d'offres depuis le début de leur mise en place, la Société se retrouve dans le trio de tête des entreprises ayant remporté le plus grand nombre de MW jusqu'à maintenant, ce qui renforce sa position de premier exploitant-propiétaire du secteur éolien terrestre en France.

Boralex est également en bonne position pour pénétrer le marché de l'Écosse grâce au partenariat conclu en octobre 2017 avec la société Infinergy. Des projets équivalant à un total de 141 MW sont inclus dans le portefeuille de projets de la Société. De plus, le projet Limekiln de 90 MW en Écosse a été autorisé en 2019 et est inclus dans le volet des projets sécurisés du *Chemin de croissance* de la Société.

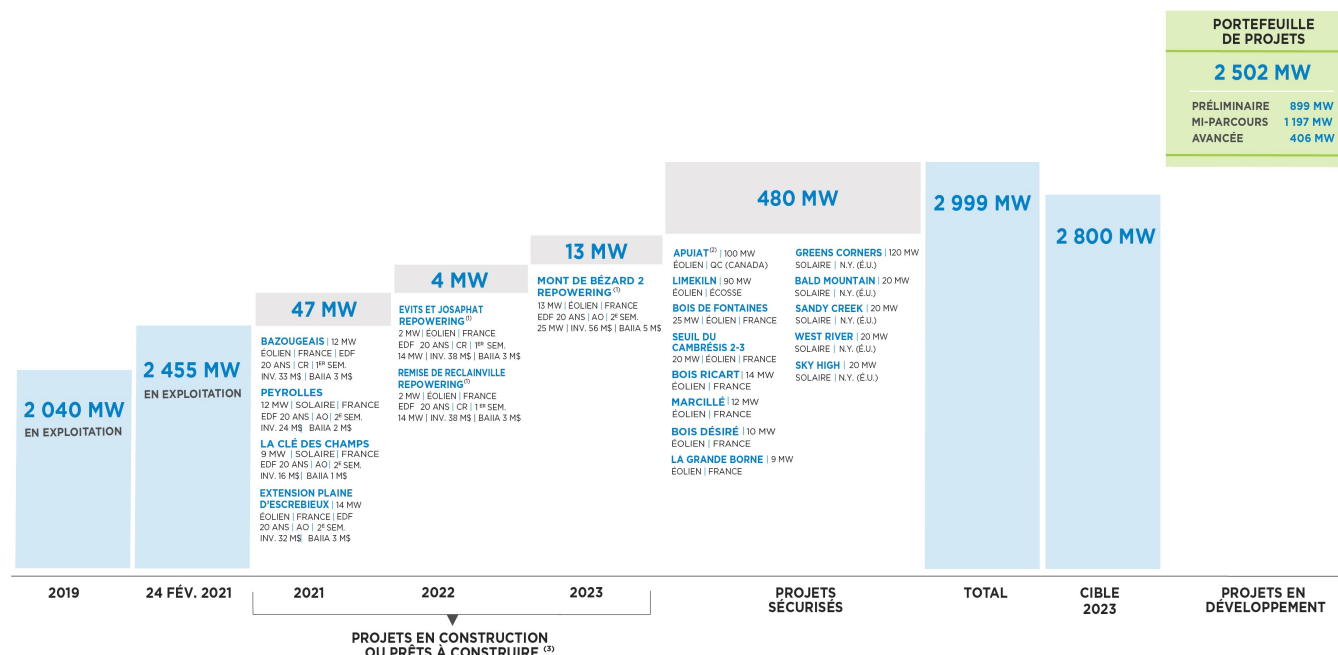
Du côté de l'énergie **solaire**, Boralex compte un portefeuille de projets à divers degrés d'avancement, lesquels équivalent à une puissance de l'ordre de 230 MW (200 MW en France et 30 MW en Écosse), soit 67 MW de plus qu'au trimestre précédent en France. Les détails du programme de développement de ce secteur sont fournis à la section *Orientation Diversification* du présent rapport.

Amérique du Nord

Le portefeuille de projets **éoliens** de Boralex en Amérique du Nord est de 875 MW, soit 200 MW de moins que la valeur affichée au trimestre précédent. La majorité de ces projets pourraient rapidement avancer vers les étapes de développement de la Société lorsque les programmes de développement d'énergie renouvelable dans les marchés visés seront réactivés. À noter que plusieurs programmes sont en suspens compte tenu des changements politiques survenus au cours des dernières années. La crise de la COVID-19 pourrait toutefois faire évoluer cette situation lorsque les gouvernements annonceront leur plan de relance économique.

La Société compte également sur un portefeuille de projets totalisant 335 MW dans le secteur de l'énergie **solaire**, soit 100 MW de moins qu'au trimestre précédent alors que des projets ont avancé en phase sécurisée dans le *Chemin de croissance* de la Société. Les détails du programme de développement dans ce secteur sont fournis à la section *Orientation Diversification* du présent rapport.

Chemin de croissance



⁽¹⁾ Le projet de Evits et Josaphat *repowering* représente une puissance totale de 14 MW, soit un ajout de 2 MW, celui de Remise de Reclainville *repowering* représente une puissance totale de 14 MW, soit un ajout de 2 MW et le projet Mont de Bézard 2 *repowering* représente une puissance totale de 25 MW, soit un ajout de 13 MW.

⁽²⁾ Le projet représente une puissance totale de 200 MW. La Société évalue présentement si le projet sera consolidé à ses états financiers.

⁽³⁾ L'investissement total et le BAIIA annuel estimé pour les projets situés en France ont été convertis en dollars canadiens au taux de clôture au 31 décembre 2020.

Comme l'indique le schéma ci-dessus, Boralex compte, en date du 24 février 2021, des sites en exploitation totalisant 2 455 MW en puissance installée nette. Il s'agit d'une augmentation de 388 MW par rapport au trimestre précédent. Cette augmentation s'explique en premier lieu par l'acquisition de la totalité de la participation de 49 % de la Caisse dans trois parcs éoliens au Québec, soit **LP I**, **DM I** et **II**, déjà détenus à 51 % par Boralex, ce qui représente 145 MW de puissance installée nette additionnelle. Également, la mise en service des parcs éoliens **Cham Longe I** et **Extension Seuil de Bapaume**, en France, au début de décembre contribue pour 34 MW à l'augmentation. Le projet Cham Longe I *repowering* a mené au remplacement des éoliennes existantes par de nouvelles pour une puissance totale de 35 MW, un ajout de 17 MW à la puissance de départ, sécurisée par un nouveau contrat à long terme. Finalement, l'acquisition des participations majoritaires dans un portefeuille de sept parcs solaires aux États-Unis représente une hausse de 209 MWac.

La puissance totale en MW des *Projets en construction ou prêts à construire* pour la période 2020 à 2023 a diminué de 34 MW au cours du trimestre à la suite des mises en service.

En France, cinq parcs éoliens et deux solaires sont en construction ou ont franchi toutes les étapes préliminaires et obtenu les autorisations nécessaires à l'étape de construction. Ils sont tous assujettis à des contrats de compléments de rémunération à long terme. Ces sites contribueront aux résultats de la Société au fur et à mesure de leur mise en service en 2021, 2022 et 2023.

Soulignons que trois projets du *Chemin de croissance* au stade de *Projets en construction ou prêts à construire* visent le remplacement d'éoliennes existantes par des nouvelles (selon un processus de *repowering*) dans des parcs dont les contrats de vente d'électricité viendront à échéance au cours des prochaines années. Ces parcs éoliens d'une puissance installée de 36 MW avant les travaux de *repowering*, disposeront d'une puissance supplémentaire de 16 MW après les travaux, pour un total de 52 MW, lesquels seront sécurisés par de nouveaux contrats de vente d'électricité d'une durée de 20 ans auprès d'EDF en France.

Dans l'ensemble, la contribution au BAIIA des *Projets en construction ou prêts à construire* est estimée à 20 M\$ sur la base de la production totale estimée et ajustée selon le taux de conversion en devises canadiennes à la date de fin de trimestre. À noter qu'il s'agit d'une contribution additionnelle au BAIIA de 11 M\$ lorsque l'on tient compte des travaux de *repowering*. La mise en œuvre de ces projets nécessitera des investissements totaux prévus de l'ordre de 237 M\$, financés par des emprunts à hauteur de 190 M\$. Au 31 décembre 2020, les sommes déjà investies dans ces projets s'élevaient à plus de 62 M\$.

Le nombre de MW associés à des *Projets sécurisés* a pour sa part augmenté de 300 MW comparativement au trimestre précédent, ce qui reflète la signature de contrats RECs pour des projets solaires de 180 MW aux États-Unis, l'acquisition d'un projet solaire de 20 MW aux États-Unis ayant également un contrat REC et la signature d'un contrat de 30 ans pour le projet Apuiat de 200 MW détenu à 50 % par la Société. Certains projets seront mis en service après 2023.

La mise en service des sites sécurisés et en construction devrait porter à 2 999 MW la puissance installée nette de Boralex soit une puissance supérieure à la cible de 2 800 MW pour 2023.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants pour l'orientation Croissance, illustrant ainsi les principaux accomplissements des équipes de développement en Amérique du Nord et en Europe.

Croissance

- Acquisition de la participation de 49 % de la Caisse dans trois parcs éoliens québécois représentant une puissance installée nette de 145 MW.
- Mise en service en France du parc éolien **Blanches Fosses**, le 1^{er} novembre, et de deux parcs éoliens, **Cham Longe I** et **Extension Seuil de Bapaume**, le 1^{er} décembre, pour une puissance installée totale de 63 MW.
- Ajout au *Chemin de croissance* de projets solaires sécurisés équivalent à 200 MW et d'un projet éolien équivalent à 100 MW.
- Acquisition de la participation minoritaire de 30 % dans le parc éolien **Moose Lake**, au Canada.

Orientation Diversification

Dans un premier temps, la Société concentre ses efforts de diversification de ses activités dans le secteur de l'énergie **solaire**. Son portefeuille de projets à ce chapitre représente une puissance additionnelle potentielle de 565 MW.

Europe

La France est un marché potentiel totalisant 11 100 MW pour le développement de sites de production d'énergie solaire d'ici 2023, selon l'information présentée à la section *Plan stratégique et objectifs financiers* du présent rapport. Depuis le début de l'exercice 2020, Boralex a accéléré le développement de ses activités dans ce secteur en France en participant activement au processus d'appels d'offres. Ce processus vise l'octroi de contrats de complément de rémunération, à raison de deux tranches de 925 MW par année de 2021 à 2024, dont deux tiers représentent des projets de centrales au sol, soit le marché visé par Boralex.

Le 2 avril dernier, Boralex a annoncé que deux projets de parc solaire totalisant 21 MW ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité par l'entremise de « centrales au sol ». Ces projets sont maintenant au stade de *Construction ou prêts à construire* avec une mise en service prévue en 2021. La Société est également active dans le développement de nouveaux projets de parcs solaires au sol et flottants pouvant s'ajouter à son portefeuille de projets ainsi que dans la prospection de potentielles acquisitions. Enfin, la Société envisage de tester le développement d'un projet solaire de format agrivoltaïsme (installation solaire en lien étroit avec l'agriculture).

Amérique du Nord

En Amérique du Nord, Boralex s'intéresse dans un premier temps au marché de l'État de New York, lequel représente un potentiel de quelque 4 300 MW d'ici 2025. Elle a déployé des ressources pour y développer le créneau des sites de petite et moyenne taille, un secteur qui exige une expertise particulière et où la concurrence est moins ciblée. Elle a ainsi procédé à l'ouverture d'un bureau à New York et à l'embauche de près d'une dizaine d'employés locaux hautement qualifiés. Ces derniers bénéficient de l'appui de l'équipe en place au Canada depuis de nombreuses années, laquelle s'est vu confier des responsabilités et des priorités liées au développement du marché de l'État de New York.

Depuis l'annonce du plan stratégique, le portefeuille de projets de la Société est passé de 200 MW en juin 2019 à 335 MW au 31 décembre 2020.

Boralex a annoncé le 13 mars 2020 que les quatre projets solaires qu'elle avait présentés en soumission ont été sélectionnés par la NYSERDA dans le cadre de son appel d'offres 2019 lancé sous le « Renewable Energy Standard » pour l'achat de crédits d'énergie renouvelable de Niveau-1 (« Crédits environnementaux »). La sélection de ces projets totalisant 180 MW a lancé le processus au cours duquel Boralex et la NYSERDA ont finalisé les ententes visant l'achat des crédits environnementaux associés à l'énergie qui sera générée par chacun des projets. Ces contrats ont été signés en janvier 2021 permettant ainsi d'ajouter les projets au stade sécurisé du *Chemin de croissance* de la Société. Une nouvelle formule de contrat (*indexed RECs*) a été mise en place dans les récents appels d'offres. Boralex est actuellement en pourparlers afin d'appliquer ce nouveau type de contrat aux parcs retenus dans le cadre de l'appel d'offres de 2019. Boralex a également présenté des soumissions pour trois projets totalisant 140 MW dans le cadre de l'appel d'offres de la NYSERDA en octobre et de celui de la NYPA en septembre dernier. Les projets n'ont pas été sélectionnés par NYSERDA lors de l'annonce des résultats de l'appel d'offres en janvier 2021. Les résultats de l'appel d'offres de NYPA n'ont pas encore été dévoilés.

Finalement, en janvier 2021, la Société a acquis la totalité des participations majoritaires détenues par Centaurus Renewable Energy LLC dans sept parcs solaires aux États-Unis pour une contrepartie en espèces de 277 M\$. Les parcs solaires en exploitation, qui totalisent une puissance installée brute de 209 MWac, sont situés en Californie, en Alabama et en Indiana. Les actifs bénéficient de contrats d'achat d'électricité à long terme qui viendront à échéance entre 2029 et 2046, avec une durée moyenne pondérée résiduelle de près de 21,5 ans à la date d'acquisition. Cette acquisition marquera l'entrée de Boralex dans les marchés de la Californie, de l'Alabama et de l'Indiana et servira de tremplin à sa présence dans ces marchés énergétiques régionaux, particulièrement en Californie où Boralex voit un potentiel additionnel de développement qui pourra se réaliser entre autres à l'aide des ressources qui seront déployées pour les actifs visés par la transaction. Ce sont des actifs de haute qualité, sécurisés par des contrats d'achat, ce qui cadre parfaitement avec les orientations de croissance et de diversification du plan stratégique de Boralex.

Stockage d'énergie

Boralex poursuit ses démarches afin de déployer de façon progressive un service de stockage d'énergie par batteries, tirant ainsi parti de l'importante réduction des coûts associés à cette technologie. Elle considère ce service comme complémentaire pour favoriser l'usage généralisé des énergies renouvelables et accélérer la transition énergétique.

Un tel service permettra, entre autres, d'assurer la stabilité du réseau électrique, en plus de soutenir l'intégration de l'énergie solaire et éolienne en déplaçant les pointes de production vers les périodes de forte demande en énergie. Il permet également de combler les besoins excédentaires en période de pointe ou lorsqu'il y a défaillance du système d'approvisionnement.

Depuis le début de l'exercice 2020, Boralex a mis en service son premier actif de stockage d'électricité d'une puissance installée de 2 MW au sein d'un de ses parcs éoliens existants en France. Au cours du quatrième trimestre, Boralex a poursuivi ses recherches de projets de stockage.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants pour l'orientation Diversification.

Diversification

- Signature de contrats à long terme (RECs) pour les quatre projets d'énergie solaire totalisant 180 MW, sélectionnés dans l'État de New York aux États-Unis.
- Acquisition du projet solaire Sky High de 20 MW, lequel est au stade de projet sécurisé.
- Acquisition en 2021 de participations dans sept parcs solaires aux États-Unis représentant une puissance installée de 209 MWac, ce qui servira de tremplin à notre expansion dans les marchés énergétiques de la Californie, de l'Alabama et de l'Indiana.

Orientation Clientèle

La Société a entrepris de déployer des équipes commerciales en France et aux États-Unis en vue de servir une clientèle plus vaste. L'objectif principal est la signature de contrats de vente d'énergie directement auprès de sociétés commerciales et industrielles consommatrices d'électricité (*corporate PPA*) ainsi que l'ajout progressif de services complémentaires offerts aux réseaux de transport d'énergie ainsi qu'aux importants consommateurs d'électricité.

Rappelons qu'au cours des premier et deuxième trimestres, Boralex avait annoncé deux ententes de vente d'électricité avec d'importantes entreprises françaises. Ces contrats d'une durée de trois et cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2021 ont été conclus avec les groupes Orange et Auchan pour trois parcs éoliens existants totalisant 51 MW, et qui étaient en fin de contrat avec EDF.

La signature de ces contrats illustre la qualité de la production et la compétence industrielle de Boralex quant à la maintenance de ses actifs qui permet d'allonger leur durée de vie au-delà des contrats d'obligation d'achat à long terme initiaux.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants pour l'orientation Clientèle.

Clientèle

- Signature de contrats d'une durée de trois et cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2021 avec les groupes Orange et Auchan pour trois parcs éoliens existants de 51 MW, lesquels étaient en fin de contrat avec EDF.

Orientation Optimisation

Cette orientation comprend deux volets principaux :

- Accroître les synergies au sein de la Société et assurer une utilisation optimale des ressources et des actifs en place ;
- Envisager la vente de participations minoritaires dans des actifs énergétiques à venir en vue d'une allocation optimale du capital.

Les premières initiatives de Boralex portent sur l'optimisation des actifs actuels. Il s'agit d'actions concrètes afin d'augmenter la performance et de réduire les coûts tant d'exploitation que de financement.

C'est notamment ce qui a mené au projet de remplacement d'équipements (*repowering*) au parc éolien **Cham Longe I** en France. Le recours à des équipements plus performants permet une augmentation substantielle de la puissance installée et devrait se traduire par une contribution additionnelle au BAIIA annuel et un nouveau contrat de 20 ans.

Trois autres projets de remplacement d'équipements passeront bientôt à l'étape de la construction. Les parcs éoliens **Évits et Josaphat** et **Remise de Reclainville** font actuellement de travaux préparatoires. Après les travaux de *repowering*, ces deux parcs afficheront une puissance installée de 14 MW, soit 2 MW de plus que la puissance actuelle, tandis que la puissance installée du parc éolien **Mont de Bézard 2** passera à 25 MW, une hausse de 13 MW. Ces parcs bénéficieront d'équipements plus performants et d'un nouveau contrat d'une durée de 20 ans.

Boralex a l'intention de reprendre et d'effectuer à l'interne l'entretien et la maintenance de ses actifs dans plusieurs parcs éoliens au Canada, présentement sous contrat de maintenance externe. D'ailleurs, au cours du deuxième trimestre, la Société a complété les démarches nécessaires afin de prendre en charge dès la fin de l'exercice 2020 l'entretien et la maintenance d'actifs totalisant 272 MW (136 MW nette) au Canada. En Europe, Boralex a pris en charge la maintenance pour des parcs éoliens totalisant 67 MW. De nouveaux contrats d'entretien et de maintenance permettant d'optimiser la production et les coûts d'exploitation et de maintenance de parcs éoliens totalisant 73 MW en France ont également été signés.

Le 7 août dernier, Boralex a conclu un refinancement de 806 M\$ d'une durée de 16 ans pour son parc éolien **Niagara Region Wind Farm (NRWF)** de 230 MW, situé dans la péninsule de Niagara en Ontario au Canada. Le site NRWF a été mis en service le 2 novembre 2016 et est détenu en partenariat avec la communauté autochtone Six Nations of the Grand River. Boralex exploite le site et détient 50 % de ce parc. Ce refinancement permettra d'améliorer le rendement global de ces actifs pour le bénéfice de Boralex et de son partenaire Six Nations of the Grand River. Profitant de très bonnes conditions de marché, Boralex a réussi par le biais de ce refinancement à réduire le taux d'emprunt de NRWF et à dégager des ressources financières de 72 M\$ qui ont été appliquées en réduction de la facilité de crédit de la Société. L'effet combiné de la réduction du taux d'emprunt et des frais connexes ainsi que la diminution de la charge d'intérêt sur la facilité de crédit corporative se traduira par une économie annuelle récurrente de plus de 5 M\$ en frais d'intérêt. Rappelons qu'il s'agit du troisième refinancement d'importance réalisé en moins d'un an par Boralex. Avec ces refinancements d'un montant total de 2,7 G\$ conclus à des conditions avantageuses, Boralex a grandement amélioré sa flexibilité financière en réduisant sa facilité de crédit corporative de plus de 260 M\$ et a réalisé des économies totales annuelles récurrentes de 22 M\$.

L'encadré ci-dessous présente les faits saillants pour l'orientation Optimisation.

Optimisation

- Refinancement de 806 M\$ pour le parc éolien **NRWF** de 230 MW en Ontario (Canada), avec des économies annuelles prévues de plus de 5 M\$.
- Mise en service du parc éolien de **Cham Longe I**, en France avec une puissance installée de 35 MW et un nouveau contrat d'une durée de 20 ans.
- Avancement des préparatifs en vue des travaux de *repowering* des parcs éoliens **Évits et Josaphat** et **Remise de Reclainville**.
- Optimisation de la maintenance et de l'entretien pour des parcs éoliens au Canada et en France d'une puissance installée totale de 412 MW (276 MW nette).

Objectifs financiers - état de la situation

Afin que la mise en œuvre du plan stratégique se traduise par une croissance disciplinée, tout en créant de la valeur pour les actionnaires, la direction de Boralex suit l'évolution des trois critères retenus comme objectifs financiers.

1) Flux de trésorerie discrétionnaires

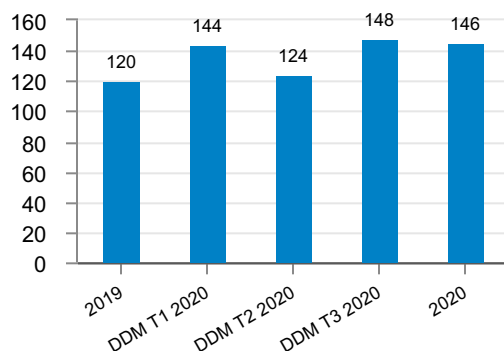
Les flux de trésorerie discrétionnaires s'élèvent à 146 M\$ pour l'ensemble de l'exercice 2020 comparativement à 120 M\$ au cours de l'exercice 2019.

La majeure partie de cette augmentation de 26 M\$ est attribuable à la hausse du BAIIA (A), abstraction faite des éléments hors caisse comme la quote-part des profits des coentreprises, provenant de la production accrue des actifs éoliens et des centrales hydroélectriques canadiennes au cours de l'exercice 2020 comparativement à l'exercice 2019.

Il est important de rappeler qu'au cours du premier trimestre 2020, les flux de trésorerie discrétionnaires ont été avantagés par une production éolienne largement supérieure à la production anticipée en France.

Flux de trésorerie discrétionnaires*

(en millions de dollars canadiens)



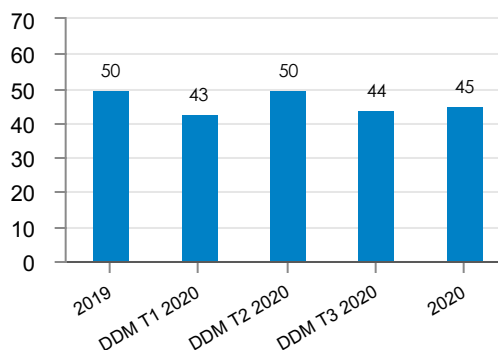
* Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

2) Dividendes

Les dividendes versés aux actionnaires au cours de l'exercice 2020 équivalaient à un ratio de distribution de 45 %, lequel se situe à l'intérieur de la fourchette cible de 40 % à 60 % établie selon les objectifs financiers 2023 de la Société.

Ratio de distribution de dividendes*

(en %)



* Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

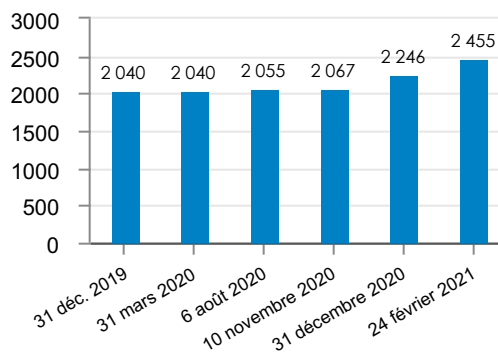
3) Puissance installée nette

Au 24 février 2021, la puissance installée nette de Boralex s'élevait à 2 455 MW, une augmentation de 388 MW par rapport à la fin du troisième trimestre 2020.

Par ailleurs, la Société compte sur une puissance installée nette de 415 MW supérieure à un an plus tôt compte tenu des acquisitions et des mises en service réalisées depuis le début de l'exercice 2020, en plus des récentes acquisitions complétées.

Puissance installée nette

(en MW)



Faits saillants financiers

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2020	2019	Variation		2020	2019	Variation	
			\$	%			\$	%
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)								
Sites éoliens	1 152	1 038	114	11	3 613	3 259	354	11
Compensation NRWF	76	64	12	19	181	175	6	3
	1 228	1 102	126	11	3 794	3 434	360	10
Centrales hydroélectriques	186	211	(25)	(12)	746	756	(10)	(1)
Centrales thermiques	51	48	3	6	166	158	8	5
Sites solaires	3	3	—	—	21	23	(2)	(6)
	1 468	1 364	104	8	4 727	4 371	356	8
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÈMENTS DE RÉMUNÉRATION								
Sites éoliens	170	149	21	13	526	471	55	11
Centrales hydroélectriques	15	22	(7)	(31)	63	60	3	4
Centrales thermiques	8	7	1	13	25	28	(3)	(6)
Sites solaires	—	1	(1)	—	5	5	—	(2)
	193	179	14	8	619	564	55	10
BAIIA(A)⁽¹⁾								
Sites éoliens	155	145	10	6	464	412	52	12
Centrales hydroélectriques	10	17	(7)	(41)	45	44	1	3
Centrales thermiques	—	1	(1)	(62)	2	7	(5)	(64)
Sites solaires	1	1	—	(11)	3	4	(1)	(43)
	166	164	2	1	514	467	47	10
Corporatif et éliminations	(29)	(21)	(8)	(34)	(80)	(65)	(15)	(23)
	137	143	(6)	(4)	434	402	32	8
RÉSULTAT NET	30	(23)	53	>100	61	(43)	104	>100
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	25	(26)	51	>100	55	(39)	94	>100
RÉSULTAT NET PAR ACTION (DE BASE ET DILUÉ) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX	0,24 \$	(0,28 \$)	0,52 \$	>100	0,55 \$	(0,43 \$)	0,98 \$	>100
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION	59	58	1	1	362	294	68	23
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT⁽¹⁾	101	119	(18)	(16)	338	310	28	9
DIVIDENDES VERSÉS SUR LES ACTIONS ORDINAIRES	17	16	1	6	66	60	6	9
DIVIDENDES VERSÉS PAR ACTION ORDINAIRE	0,165 \$	0,165 \$			0,660 \$	0,660 \$		
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation (de base)	102 570 801	94 684 834			98 547 826	90 604 799		

⁽¹⁾ Se référer à la section *Mesures non conformes aux IFRS*.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de la période de trois mois close le 31 décembre 2020

Hausse de 8 % des produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération attribuable en majeure partie à l'expansion de la base opérationnelle de la Société.

En raison de l'importance de leur poids par rapport aux résultats consolidés, la performance des secteurs éolien et hydroélectrique est décrite ci-après.

Production d'électricité totale

(GWh)	T4 2020				T4 2019				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	424	664	—	1 088	384	691	—	1 075	13	1
Acquisition - LP I, DM I et II	89	—	—	89	—	—	—	—	89	—
Mises en service ⁽²⁾	—	46	—	46	—	10	—	10	36	>100
Arrêt temporaire - Cham Longe I	—	5	—	5	—	17	—	17	(12)	(70)
Total éolien	513	715	—	1 228	384	718	—	1 102	126	11
Hydroélectrique										
Actifs comparables	115	—	71	186	86	—	125	211	(25)	(12)
Total hydroélectrique	115	—	71	186	86	—	125	211	(25)	(12)
Thermique	39	12	—	51	36	12	—	48	3	6
Solaire	—	3	—	3	—	3	—	3	—	—
Total⁽¹⁾	667	730	71	1 468	506	733	125	1 364	104	8

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 76 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour le quatrième trimestre 2020 (64 GWh pour le quatrième trimestre 2019).

⁽²⁾ Se référer au tableau Acquisitions et mises en service à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

Au quatrième trimestre 2020, Boralex a produit 1 392 GWh d'électricité et reçu une compensation pour l'équivalent de 76 GWh, pour un total de 1 468 GWh, ce qui représente une augmentation de 8 % comparativement aux 1 364 GWh du trimestre correspondant de 2019, soit une production de 1 300 GWh et une compensation pour l'équivalent de 64 GWh. Excluant la contribution des sites acquis et mis en service, le volume de production des actifs comparables est demeuré relativement stable.

Éolien

La production de l'ensemble des parcs éoliens s'est élevée à 1 228 GWh au quatrième trimestre 2020, un résultat supérieur aux 1 102 GWh du trimestre correspondant de 2019. L'acquisition de parcs éoliens et l'effet des mises en services depuis le début du quatrième trimestre 2019 expliquent en majeure partie cette croissance, tandis que les actifs comparables affichent dans l'ensemble un volume de production relativement stable.

- **En France**, les conditions climatiques ont été légèrement moins favorables que l'an dernier, si bien que le volume de production des parcs éoliens comparables est de 4 % moindre au quatrième trimestre 2020 par rapport au trimestre correspondant de 2019, qui avait été particulièrement élevé. La contribution pour la totalité du plus récent trimestre des installations mises en service depuis le début du quatrième trimestre 2019 (voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*) a toutefois permis d'afficher un volume de production stable comparativement au quatrième trimestre 2019, à 715 GWh.
- **Au Canada**, le secteur éolien a connu de meilleures conditions de vent par rapport à l'an dernier. Les actifs comparables affichent un volume de production en hausse de 10 % au quatrième trimestre 2020, soit 424 GWh contre 384 GWh pour la même période de l'an dernier. En ajoutant la contribution des parcs éoliens LP I, DM I et II à la suite de l'acquisition de la participation de 49 % de la Caisse dans ces sites, le secteur éolien canadien termine le quatrième trimestre 2020 avec un volume de production de 513 GWh, une hausse de 34 % par rapport à un an plus tôt.

Hydroélectrique

Au quatrième trimestre 2020, les centrales hydroélectriques ont produit 186 GWh contre 211 GWh au trimestre correspondant de 2019, un recul de 12 %, compte tenu de conditions moins favorables du côté des centrales américaines.

- Au **Canada**, en raison d'une meilleure hydraulité, le secteur hydroélectrique affiche un volume de production en hausse de 34 %, soit 115 GWh au quatrième trimestre 2020 contre 86 GWh au trimestre correspondant de 2019.

- Aux **États-Unis**, l'hydraulité a été moins favorable que l'an dernier, si bien que le volume de production des centrales américaines s'est établi à 71 GWh au quatrième trimestre 2020 comparativement à 125 GWh un an plus tôt, ce qui représente un recul de 43 %.

Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Consolidé
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	149	22	8	179
Répartition sectorielle	83 %	12 %	5 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	13	—	—	13
Volume ⁽²⁾	2	(1)	—	1
Effet de change	6	—	—	6
Prix	(1)	(3)	—	(4)
Autres	1	(3)	—	(2)
Variation	21	(7)	—	14
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	170	15	8	193
Répartition sectorielle	88 %	8 %	4 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

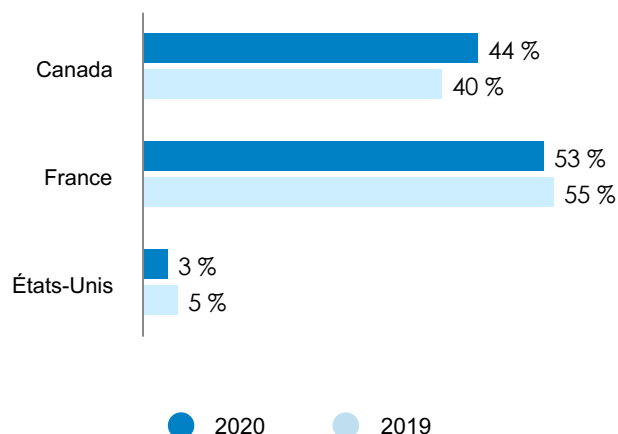
⁽²⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, les produits générés par la vente d'énergie s'élèvent à 193 M\$, en hausse de 8 % par rapport aux 179 M\$ du trimestre correspondant de 2019. Cette augmentation est principalement attribuable à l'expansion de la base opérationnelle de la Société (voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*) et à l'effet favorable de la variation de l'euro par rapport au dollar canadien. Ces éléments ont été en partie compensés par l'incidence des prix.

Sur une base géographique, au quatrième trimestre 2020, 44 % des produits ont été réalisés au Canada et 53 % en France, contre 40 % et 55 % respectivement au quatrième trimestre 2019. L'acquisition de la participation de la Caisse dans les parcs éoliens LP I, DM I et II, les conditions davantage favorables pour les actifs comparables des secteurs éolien et hydroélectrique au Canada au cours du quatrième trimestre 2020, ainsi que la baisse des revenus des centrales américaines constituent les principaux facteurs expliquant cette variation d'une année à l'autre.

Répartition géographique des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(Périodes de trois mois closes le 31 décembre)



- Pour le quatrième trimestre 2020, le secteur **éolien** affiche des produits de 170 M\$, contre 149 M\$ un an plus tôt. Cette hausse est principalement attribuable à un écart favorable de 13 M\$ résultant de la contribution des sites acquis au Canada et de ceux mis en service en France. S'y ajoute un effet de change favorable de 6 M\$ lié à l'appréciation de la valeur de l'euro par rapport au dollar canadien.

Dans l'ensemble, les produits enregistrés par le secteur éolien français ont augmenté de 5 % par rapport au quatrième trimestre 2019, tandis que du côté des parcs éoliens canadiens, l'augmentation est de 27 %.

- Au quatrième trimestre 2020, le secteur **hydroélectrique** a généré des produits de 15 M\$, soit un recul de 31 % par rapport aux 22 M\$ du trimestre correspondant de 2019. Cette baisse résulte du recul du volume de production aux États-Unis en raison d'une hydraulité moins favorable, auquel s'ajoute l'effet de prix, principalement lié à la centrale de **Yellow Falls**, au Canada, pour laquelle un ajustement rétroactif favorable de 4 M\$ avait été comptabilisé en 2019 à la suite de la confirmation de la mise en service commerciale.

Dans l'ensemble, les revenus des centrales canadiennes ont diminué de 21 % au cours du quatrième trimestre 2020 par rapport à un an plus tôt. Dans le cas des centrales américaines, le recul est de 45 %.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Consolidé
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	145	17	2	(21)	143
Répartition sectorielle⁽²⁾	88 %	11 %	1 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽³⁾	12	—	—	—	12
Volume ⁽⁴⁾	2	(1)	—	—	1
Prix	(1)	(3)	—	—	(4)
Cession d'un terrain (2019)	(6)	—	—	—	(6)
Effet de change	5	—	—	(1)	4
Autres ⁽⁵⁾	(2)	(3)	(1)	(7)	(13)
Variation	10	(7)	(1)	(8)	(6)
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	155	10	1	(29)	137
Répartition sectorielle⁽²⁾	93 %	6 %	1 %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

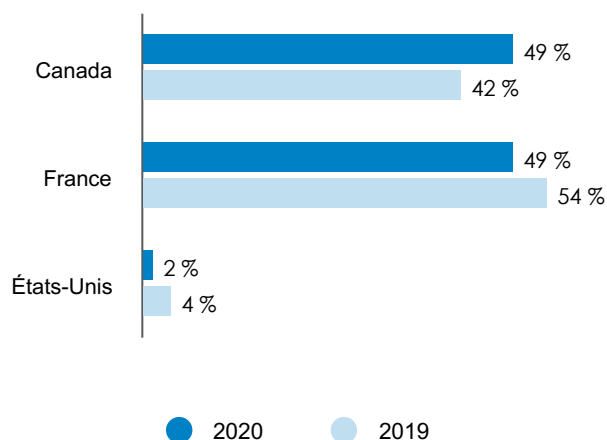
⁽³⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

⁽⁴⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

⁽⁵⁾ Comprend principalement les écarts liés à la masse salariale, à la quote-part des coentreprises, aux frais de maintenance et aux revenus à la suite de la prise en charge de la maintenance du parc SDB I.

Répartition géographique du BAIIA(A)⁽¹⁾

(Périodes de trois mois closes le 31 décembre 2020)



⁽¹⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

Pour le quatrième trimestre 2020, la Société enregistre un BAIIA(A) consolidé de 137 M\$, en baisse de 6 M\$ ou de 4 % par rapport au trimestre correspondant de 2019. Outre les variations expliquées précédemment du point de vue des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération, ce recul découle également d'un écart défavorable de 6 M\$ résultant d'un gain sur cession d'un terrain en Écosse en 2019 et de la combinaison d'un ensemble de facteurs, dont l'augmentation de frais de maintenance liés au remplacement d'équipement et la hausse de la masse salariale. Cette dernière est attribuable à l'augmentation du nombre de salariés relativement à la croissance de la Société, des régimes d'intéressement à long terme, lesquels sont liés au prix de l'action de Borelex ainsi qu'à la rémunération variable. Ces deux derniers sont directement corrélés à la bonne performance de la Société en 2020.

Sur une base géographique, au quatrième trimestre 2020, 49 % du BAIIA(A) a été réalisé au Canada et 49 % en France, contre 42 % et 54 % respectivement au quatrième trimestre 2019. Cette variation est attribuable aux mêmes raisons énumérées précédemment et à la hausse des frais de maintenance plus marquée en France.

- Pour le quatrième trimestre 2020, le secteur **éolien** affiche un BAIIA(A) de 155 M\$, en hausse de 10 M\$ ou de 6 % par rapport au résultat du trimestre correspondant de 2019. Cette amélioration résulte principalement de la contribution des sites acquis au Canada et de ceux mis en service en France et de la meilleure performance des actifs comparables canadiens.

Le BAIIA(A) des parcs éoliens français a diminué de 8 % pour s'établir à 81 M\$, tandis que celui des parcs éoliens au Canada s'est amélioré de 27 % pour atteindre 74 M\$ compte tenu des conditions de vent favorables et de la contribution des sites acquis.

- Pour le quatrième trimestre 2020, le secteur **hydroélectrique** affiche un BAIIA(A) de 10 M\$, en baisse de 7 M\$ ou 41 % comparativement aux résultats du trimestre correspondant de 2019. Ce recul résulte de la baisse du volume de production du côté des centrales américaines et de l'écart de prix principalement lié à la centrale de **Yellow Falls**, tel qu'expliqué précédemment.

Excluant l'acquisition des participations de la Caisse dans trois sites éoliens au Canada, les mises en service en France ainsi que les arrêts temporaires et reprises, les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération sont restés stables au quatrième trimestre 2020 par rapport à l'an dernier, tandis que les charges d'exploitation ont augmenté de 22 %, en excluant le gain sur la cession d'un terrain pour 2019. La hausse des coûts d'exploitation résulte principalement de la hausse des frais de maintenance et d'une augmentation de la masse salariale.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE	
31 DÉCEMBRE 2019	(26)
BAIIA(A) ⁽¹⁾	(6)
Amortissement	(6)
Dépréciation	47
Frais d'acquisition	(4)
Charges financières	10
Impôts sur le résultat	5
Part des actionnaires sans contrôle	(2)
Perte sur disposition présumée des participations dans des Coentreprises	(7)
Autres	14
Variation	51
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE	
31 DÉCEMBRE 2020	25

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

Amortissement

La charge d'amortissement a augmenté de 6 M\$ pour atteindre 62 M\$ au quatrième trimestre 2020, compte tenu principalement de l'expansion de la base opérationnelle de la Société et de l'amortissement accéléré dans le cas de sites faisant l'objet d'un remplacement d'équipement (*repowering*), le tout en partie compensé par une réduction de la charge d'amortissement de 2 M\$ résultant d'une révision de la durée de vie de certaines composantes de parcs éoliens dotés de tours de béton.

Dépréciation

Au cours du quatrième trimestre 2020, la Société a inscrit une dépréciation de 6 M\$, contre 53 M\$ au trimestre correspondant de 2019, ce qui se traduit par un écart favorable de 47 M\$. Rappelons que la Société avait déprécié les immobilisations corporelles et incorporelles du projet Moulins du Lohan à la suite du retrait du CR 2016.

Frais d'acquisition

Au cours du quatrième trimestre 2020, la Société a inscrit des frais de 4 M\$ associés à l'acquisition de participations dans sept parcs solaires aux États-Unis conclue en janvier 2021 (Note 26. *Événement subséquent*) et, dans une moindre mesure, à l'acquisition de la participation de la Caisse dans les parcs éoliens LP I, DM I et II.

Charges financières

Au cours du quatrième trimestre 2020, les charges financières ont atteint 30 M\$, 10 M\$ de moins qu'un an plus tôt en raison notamment de la diminution des charges financières à la suite des refinancement des dettes des douze derniers mois.

Impôts sur le résultat

Compte tenu des résultats avant impôts, la Société a vu son recouvrement d'impôts augmenter de 5 M\$ comparativement au trimestre correspondant de l'année précédente. Cette augmentation résulte principalement de l'augmentation des résultats avant impôts de 48 M\$ sur la période de trois mois clos le 31 décembre 2020, compensé partiellement par l'enregistrement de l'effet fiscal suite à l'acquisition de 49% des participations dans les sociétés LP I, DM I et II au quatrième trimestre, détenues précédemment à hauteur de 51% et de certaines charges non-déductibles.

Perte sur disposition présumée

La perte comptabilisée au cours du quatrième trimestre 2020 résulte de la disposition présumée du placement de 51% que la société détenait dans les coentreprises LP I, DM I et II avant de procéder à l'acquisition de 100% des participations via un regroupement d'entreprises réalisé par étape à la suite de l'acquisition de la participation de la Caisse dans ces parcs.

Autres

La variation de 14 M\$ s'explique par un gain net sur instruments financiers de 5 M\$ en 2020 comparativement en 2019 à une perte nette sur instruments financiers de 5 M\$ et à une perte de change de 4 M\$. Le gain net sur instruments financiers est attribuable à des reprises d'inefficacité tandis que la perte nette sur instrument financier en 2019 résultait de la variation de la juste valeur des options d'achat de participations d'un partenaire occasionnée par une baisse des courbes de prix futurs des prix d'électricité.

Résultat net

Au global pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, Boralex a enregistré un résultat net de 30 M\$ contre une perte nette de 23 M\$ pour la période correspondante de 2019. Un résultat net de 5 M\$ est attribuable aux actionnaires sans contrôle de Boralex pour le quatrième trimestre 2020, comparativement à un résultat net de 3 M\$ un an plus tôt.

Comme détaillé dans le tableau précédent, la Société enregistre un résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex de 25 M\$ ou 0,24\$ par action (de base et dilué), comparativement à une perte nette attribuable aux actionnaires de Boralex de 26 M\$ ou 0,28 \$ par action (de base et dilué) pour la période correspondante de 2019. L'écart favorable de 51 M\$ ou 0,52 \$ par action (de base et dilué) par rapport à la période correspondante de 2019 s'explique par la somme des éléments énumérés précédemment, mais particulièrement par l'expansion de la base opérationnelle résultant de la croissance autant organique que par acquisition de sociétés.

Analyse des résultats d'exploitation consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Hausse de 8 % du BAIIA(A) attribuable à la fois à des conditions climatiques plus favorables pour le secteur éolien et à l'expansion de la base opérationnelle de la Société.

En raison de l'importance de leur poids par rapport aux résultats consolidés, la performance des secteurs éolien et hydroélectrique est décrite ci-après.

Production d'électricité totale

(GWh)	Cumulatif 2020				Cumulatif 2019				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	1 300	2 126	—	3 426	1 288	1 981	—	3 269	157	5
Acquisition - LP I, DM I et II	89	—	—	89	—	—	—	—	89	—
Mises en service ⁽²⁾	67	188	—	255	40	69	—	109	146	>100
Arrêt temporaire - Cham Longe I	—	24	—	24	—	56	—	56	(32)	(57)
Total éolien	1 456	2 338	—	3 794	1 328	2 106	—	3 434	360	10
Hydroélectrique										
Actifs comparables	201	—	337	538	209	—	467	676	(138)	(20)
Mise en service - Yellow Falls	80	—	—	80	47	—	—	47	33	69
Arrêt temporaire - Buckingham	128	—	—	128	33	—	—	33	95	>100
Total hydroélectrique	409	—	337	746	289	—	467	756	(10)	(1)
Thermique	135	31	—	166	127	31	—	158	8	5
Solaire	—	21	—	21	1	22	—	23	(2)	(6)
Total⁽¹⁾	2 000	2 390	337	4 727	1 745	2 159	467	4 371	356	8

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 181 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour l'exercice 2020 (175 GWh pour l'exercice 2019).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, Borealex a produit 4 546 GWh d'électricité et reçu une compensation pour l'équivalent de 181 GWh, portant le total à 4 727 GWh, soit une hausse de 8 % comparativement aux 4 371 GWh de 2019, ce qui correspondait à une production de 4 196 GWh et à une compensation pour l'équivalent de 175 GWh. Excluant la contribution des sites acquis et mis en service, le volume de production des actifs comparables est demeuré stable, les meilleurs résultats du secteur éolien pour l'ensemble de l'exercice ayant plus que compensé le recul de la production des centrales hydroélectriques.

Éolien

La production de l'ensemble des parcs éoliens s'est élevée à 3 794 GWh pour l'exercice 2020, 10 % de plus que les 3 434 GWh de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la contribution des sites acquis et mis en service depuis le début de l'exercice 2019 (voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*) et à des conditions de vent nettement plus favorables au cours du premier trimestre 2020 en France.

- En **France**, les conditions climatiques ont été en moyenne davantage favorables au cours de l'exercice 2020 comparativement à 2019, générant une augmentation de 7 % du volume de production des parcs éoliens comparables. En tenant compte de la contribution des parcs éoliens mis en service ainsi que de l'arrêt temporaire et de la reprise des activités du parc **Cham Longe I**, le secteur éolien français a enregistré un volume de production en hausse de 11 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à l'exercice 2019, pour atteindre 2 338 GWh.
- Au **Canada**, les conditions climatiques ont été dans l'ensemble légèrement favorables par rapport à l'an dernier, menant à une augmentation de 1 % du volume de production des actifs comparables. L'acquisition des participations de la Caisse dans les sites LP I, DM I et II de même que la mise en service du parc éolien **Moose Lake** en avril 2019 ont porté à 10 % la croissance du volume de production du secteur éolien canadien pour l'exercice 2020, lequel a atteint 1 456 GWh comparativement à 1 328 GWh en 2019.

Hydroélectrique

Pour l'exercice 2020, la production du secteur hydroélectrique a atteint 746 GWh, soit un résultat légèrement inférieur aux 756 GWh de l'exercice 2019.

- Au **Canada**, le secteur hydroélectrique affiche un volume de production en hausse, soit 409 GWh pour l'exercice 2020, contre 289 GWh pour l'exercice 2019. Les centrales comparables affichent toutefois un léger recul, plus que compensé par la mise en service de la centrale de **Yellow Falls** et la reprise des activités à la centrale de **Buckingham** à la suite des travaux d'augmentation de la puissance installée.

- Aux **États-Unis**, l'hydraulique a été moins favorable que l'an dernier, ce qui a mené à un recul de 28 % du volume de production, soit 337 GWh pour l'exercice 2020, contre 467 GWh en 2019.

Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Consolidé
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	471	60	33	564
Répartition sectorielle	83 %	11 %	6 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	25	2	—	27
Volume ⁽²⁾	21	(6)	—	15
Arrêts temporaires et reprises	(1)	7	—	6
Prix	(1)	—	(3)	(4)
Effets de change	8	—	—	8
Autres ⁽³⁾	3	—	—	3
Variation	55	3	(3)	55
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2020	526	63	30	619
Répartition sectorielle	85 %	10 %	5 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

⁽²⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

⁽³⁾ Comprend les écarts liés au remboursement d'assurance pour plusieurs sites éoliens à la suite des incidents et une compensation pour production antérieure limitée.

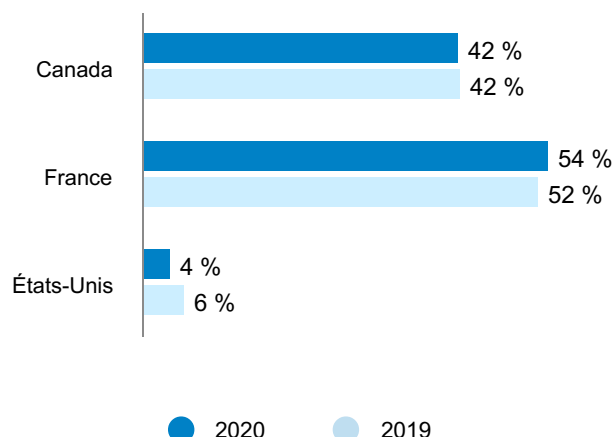
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les produits générés par la vente d'énergie s'élèvent à 619 M\$, en hausse de 55 M\$ ou de 10 % par rapport à l'exercice précédent. Cette augmentation est à la fois attribuable à l'expansion de la base opérationnelle de la Société depuis le début de 2019 (voir le tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*) et aux meilleures conditions qui prévalaient pour les installations éoliennes comparables.

Sur une base géographique, pour l'ensemble de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 42 % des produits ont été réalisés au Canada et 54 % en France, contre 42 % et 52 % respectivement pour l'exercice 2019. Cette variation est principalement attribuable aux conditions climatiques nettement plus favorables pour les parcs éoliens français au cours du premier trimestre comparativement à l'an dernier.

L'acquisition des participations de la Caisse dans trois sites éoliens et les mises en service au Canada ont compensé la mise en service de parcs éoliens français.

Répartition géographique des produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération

(Exercices clos le 31 décembre)



- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur **éolien** affiche des produits de 526 M\$, en hausse de 11 % par rapport à 2019. L'expansion de la base opérationnelle s'est traduite par un écart favorable de 25 M\$ tandis que l'effet de volume résultant principalement de la production accrue des sites français au cours du premier trimestre 2020, est de 21 M\$. De plus, l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien a donné lieu à un écart favorable de 8 M\$.

Dans l'ensemble, le secteur éolien français a enregistré des produits en hausse de 14 % comparativement à 2019 tandis qu'au Canada, les produits du secteur éolien ont augmenté de 8 % d'une période à l'autre.

- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur **hydroélectrique** a généré des produits de 63 M\$, en hausse de 4 % par rapport aux 60 M\$ de 2019. Cette amélioration est principalement attribuable à la contribution de la centrale **Yellow Falls** mise en service en mars 2019 ainsi qu'à la reprise des activités à la centrale de **Buckingham** en octobre 2019, ce qui a compensé l'effet de la baisse de volume en raison d'une hydraulicité moins favorable pour les centrales comparables aux États-Unis depuis le début de 2020.

Les centrales américaines ont ainsi enregistré des produits en baisse de 28 % comparativement à une augmentation de 39 % dans le cas des centrales canadiennes.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Consolidé
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	412	44	11	(65)	402
Répartition sectorielle⁽²⁾	88 %	9 %	3 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽³⁾	20	2	—	—	22
Volume ⁽⁴⁾	21	(7)	—	—	14
Arrêts temporaires et reprises	(1)	7	—	—	6
Prix	(1)	—	(3)	—	(4)
Quote-part des Participations	5	—	—	—	5
Développement	4	—	(2)	—	2
Cession d'un terrain (2019)	(6)	—	—	—	(6)
Effet de change	8	—	—	(1)	7
Autres ⁽⁵⁾	2	(1)	(1)	(14)	(14)
Variation	52	1	(6)	(15)	32
EXERCICE COS LE 31 DÉCEMBRE 2020	464	45	5	(80)	434
Répartition sectorielle⁽²⁾	90 %	9 %	1 %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

⁽³⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*

⁽⁴⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

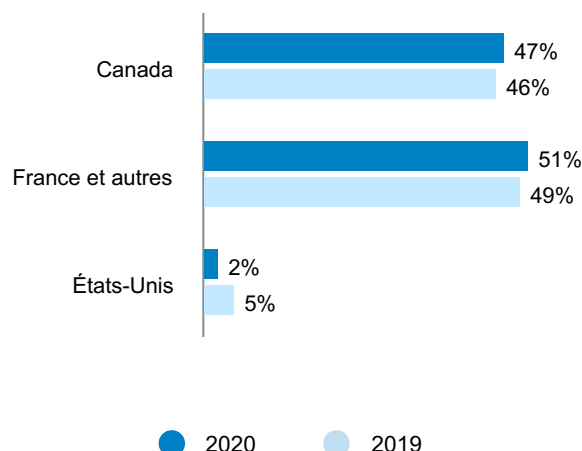
⁽⁵⁾ Comprend les écarts liés à la masse salariale, aux coûts des matières premières, et aux revenus à la suite de la reprise de maintenance du parc éolien LP I et SDB I.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le BAIIA(A) consolidé est de 434 M\$, en hausse de 32 M\$ ou 8 % par rapport à 2019. Cette hausse est notamment attribuable au BAIIA(A) additionnel de 22 M\$ découlant de l'expansion de la base opérationnelle depuis le début de 2019. S'y ajoutent un effet de volume de 14 M\$ compte tenu de la performance améliorée des actifs comparables et un écart favorable net de 6 M\$ associé aux arrêts temporaires et reprises. Cette augmentation découle également d'une combinaison d'autres facteurs dont un écart favorable de 5 M\$ attribuable à la bonne performance des parcs éoliens des coentreprises et entreprises associées et de 7 M\$ lié à l'effet de change. Ces éléments ont été en contrepartie annulés par un écart défavorable de 6 M\$ résultant d'un gain sur cession d'un terrain en Écosse en 2019, de l'augmentation de la maintenance liée au remplacement d'équipement et de l'augmentation de la masse salariale attribuable à la croissance du nombre de salariés suite à l'expansion de la base opérationnelle et aux reprises de maintenance, des régimes d'intéressement à long terme, lesquels sont liés au prix de l'action de Boralex, ainsi qu'à la rémunération variable. Ces deux derniers sont directement liés à la bonne performance de la Société en 2020.

Sur une base géographique, pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, 47 % du BAIIA(A) ont été réalisés au Canada et 51 % en France, contre 46 % et 49 % respectivement pour 2019. Cette légère variation est attribuable à l'expansion de la base opérationnelle un peu plus importante en France par rapport au Canada, aux meilleures conditions climatiques qui ont prévalu en France au cours du premier trimestre 2020.

Répartition géographique du BAIIA(A)⁽¹⁾

(Exercices clos le 31 décembre)



⁽¹⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur **éolien** affiche un BAIIA(A) de 464 M\$, en hausse de 52 M\$ ou 12 % par rapport au résultat de 2019. Cette augmentation est notamment le fruit de la stratégie d'expansion de Boralex puisque les sites acquis et mis en service au cours de la dernière année ont généré un BAIIA(A) additionnel de 20 M\$. La bonne performance des actifs comparables, principalement du côté de la France au cours du premier trimestre, a également donné lieu à un écart favorable de 21 M\$.

Le BAIIA(A) du secteur éolien français a ainsi augmenté de 13 %, tandis qu'au Canada, le secteur éolien affiche un BAIIA(A) en hausse de 12 %.

- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le secteur **hydroélectrique** a enregistré un BAIIA(A) de 45 M\$, une hausse de 1 M\$ comparativement à un an plus tôt. L'écart favorable résultant de la contribution des centrales **Yellow Falls** et **Buckingham** a compensé le recul de la production des installations comparables aux États-Unis compte tenu d'une hydraulicité moins favorable.

Ainsi, le BAIIA(A) des centrales américaines a diminué de 38 % comparativement à une augmentation de 48 % pour les centrales canadiennes.

Excluant l'acquisition des participations de la Caisse dans trois sites éoliens, les mises en service et les arrêts temporaires et reprises, les produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération ont augmenté de 4 % au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 par rapport à l'an dernier, tandis que les charges d'exploitation ont augmenté de 12 % en excluant le gain lié à la cession d'un terrain en 2019. La hausse des coûts d'exploitation résulte principalement de la hausse des frais de maintenance et d'une augmentation de la masse salariale tel qu'expliqué précédemment.

Principaux écarts du résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex

(en millions de dollars canadiens)

EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	(39)
BAIIA(A) ⁽¹⁾	32
Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I	6
Amortissement	7
Dépréciation ⁽²⁾	48
Frais d'acquisition ⁽²⁾	(4)
Charges financières	30
Impôts sur le résultat	(10)
Actionnaire sans contrôle	(10)
Perte sur disposition présumée des participations dans des Coentreprises ⁽²⁾	(7)
Autres	2
Variation	94
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2020	55

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Se référer à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation consolidés de la période de trois mois close le 31 décembre 2020*.

Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a comptabilisé un excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I pour un montant global de 6 M\$ comparativement à un montant global nul au cours de l'exercice 2019, ce qui s'est traduit par un écart favorable de 6 M\$. La réduction importante de la valeur comptable de la participation dans SDB I au cours de l'année est principalement liée à la baisse de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt de la coentreprise compte tenu de la chute importante des taux depuis le début de la pandémie de COVID-19. Selon les normes IFRS, lorsqu'une participation dans des Coentreprises devient négative à la suite des distributions versées, la valeur comptable de ladite participation est ramenée à zéro et cet ajustement est comptabilisé à titre d'Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I. Lorsque la valeur comptable de la participation redevient positive, l'ajustement est renversé jusqu'à concurrence du montant cumulé préalablement enregistré à titre d'excédent.

Amortissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la charge d'amortissement a diminué de 7 M\$ par rapport à 2019 pour atteindre 237 M\$. Cette baisse est principalement attribuable à l'effet combiné des modifications des durées de vie de certaines composantes de parcs éoliens appliquées à partir des quatrième trimestres de 2019 et de 2020 pour un total de 21 M\$, partiellement compensé par l'expansion de la base opérationnelle de la Société, par l'amortissement accéléré dans le cas de sites faisant l'objet d'un remplacement d'équipement (*repowering*) et par l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien.

Charges financières

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, les charges financières ont diminué de 30 M\$ par rapport à 2019 pour atteindre 113 M\$ en raison notamment de la diminution de 22 M\$ des charges financières liée au refinancement des dettes en France et de celui du parc éolien NRWF et d'une diminution de 7 M\$ suite au rachat des débentures convertibles en 2019.

Impôts sur le résultat

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la charge d'impôts de la Société a augmenté de 10 M\$ par rapport à 2019. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation des résultats avant impôts de 114 M\$. Cette augmentation a été compensée partiellement par l'enregistrement de l'effet fiscal de l'acquisition des participations de LP I, DM I et II et dans une moindre mesure, par l'effet d'une dépense non-déductible et non récurrente, ainsi que par un changement de lois fiscales en Europe et aux États-Unis défavorable à la Société ont également des effets sur les impôts.

Autres

L'écart favorable de 2 M\$ s'explique par une diminution des pertes de change comparativement à la période correspondante de 2019.

Résultat net

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, Boralex a enregistré un résultat net de 61 M\$ contre une perte nette de 43 M\$ pour l'exercice 2019. Un résultat net de 6 M\$ est attribuable aux actionnaires sans contrôle de Boralex pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, contre une perte nette de 4 M\$ un an plus tôt.

Le résultat net attribuable aux actionnaires de Boralex s'élève ainsi à 55 M\$ ou 0,55 \$ par action (de base et dilué), comparativement à une perte nette de 39 M\$ ou 0,43 \$ par action (de base et dilué) pour l'ensemble de l'exercice 2019. L'écart favorable de 94 M\$ ou 0,98 \$ par action (de base et dilué) par rapport à l'exercice 2019 s'explique par la somme des éléments énumérés précédemment, mais particulièrement par l'expansion de la base opérationnelle résultant de la croissance autant organique que par acquisition de sociétés.

Situation de trésorerie

L'évolution de la situation de trésorerie témoigne entre autres de l'expansion de la base d'exploitation de Boralex au cours de la dernière année, des meilleures conditions climatiques et des derniers refinancements, ce qui a notamment contribué à la hausse de la marge brute d'autofinancement pour l'exercice 2020 par rapport à la même période un an plus tôt.

(en millions de dollars canadiens)	2020	2019
Marge brute d'autofinancement ⁽¹⁾	338	310
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	24	(16)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	362	294
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(247)	(100)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	—	(189)
Écart de conversion sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	7	(9)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	122	(4)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE DE L'EXERCICE	153	157
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE	275	153

⁽¹⁾ Se référer à la section *Mesures non conformes aux IFRS*.

Activités d'exploitation

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la marge brute d'autofinancement de Boralex a atteint 338 M\$, contre 310 M\$ pour l'exercice précédent. Abstraction faite des éléments hors caisse du résultat, cette augmentation de 28 M\$ est en majeure partie attribuable à l'augmentation du BAIIA(A) de 32 M\$, comme discutée précédemment, jumelée à une baisse de 21 M\$ des *Intérêts payés* résultant du refinancement global en France et de celui du parc éolien de **NRWF**, ainsi que de l'émission d'actions en août 2020 et du rachat des débentures convertibles en octobre 2019. Le tout a été en partie compensé par une diminution de 22 M\$ des distributions reçues des *Participations des Coentreprises et entreprises associées*, ainsi que par une augmentation de 2 M\$ des *Impôts payés*.

Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées

	Exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2020	2019	Variation \$
SDB I et II	16	19	(3)
DM I et II, LP I, LP II et Roncevaux ⁽¹⁾	16	35	(19)
	32	54	(22)

⁽¹⁾ Il est à noter que Boralex avait reçu une distribution spéciale du projet LP I suite à son refinancement en décembre 2019.

Les fonds générés par les éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation au cours de l'exercice 2020, à hauteur de 24 M\$, sont principalement attribuables à une diminution des *Comptes à recevoir et autres débiteurs* liée à un meilleur délai de recouvrement des comptes à recevoir. S'y ajoute une augmentation des *Autres actifs courants* résultant de dépôts effectués à des fournisseurs pour des sites prêts à construire. Les *Fournisseurs et autres créditeurs* affiche une augmentation comparativement à la valeur enregistrée pour l'exercice 2019, principalement attribuable aux sommes à déboursier liées aux sites en

construction en France, aux frais de maintenance et au partage des profits résultant d'un changement dans le calendrier du versement.

Activités d'investissement

Les activités d'investissement ont nécessité des fonds de 247 M\$, comparativement à 100 M\$ pour l'exercice 2019. Les investissements en nouvelles immobilisations corporelles s'élèvent à 145 M\$ pour l'ensemble de l'exercice 2020, selon la répartition ci-dessous. S'y ajoute le versement de la considération payée de 98 M\$, net de la trésorerie acquise, pour l'acquisition de la participation de la Caisse dans trois sites éoliens au Québec.

Répartition sectorielle et géographique des nouvelles immobilisations corporelles

(en millions de dollars canadiens)	Canada	Europe	États-Unis	Total
Éolien				
Construction ⁽¹⁾	—	121	—	121
Exploitation	—	3	—	3
Total éolien	—	124	—	124
Hydroélectrique				
Construction ⁽¹⁾	9	—	—	9
Exploitation	3	—	—	3
Total hydroélectrique	12	—	—	12
Solaire	—	1	2	3
Corporatif	6	—	—	6
Total	18	125	2	145

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* de la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

Quant à l'encaisse affectée pour l'exercice 2020, elle a diminué de 12 M\$ compte tenu majoritairement de la libération de capitaux en début d'année à la suite du refinancement en France.

La Société a également déboursé la somme de 11 M\$ principalement en complément de prix pour le projet **Extension Seuil de Bapaume**.

Rappelons qu'en 2019, la Société avait procédé à la cession de terrains en Écosse pour un montant de 13 M\$. Elle avait également déboursé la somme de 18 M\$ en contreparties conditionnelles pour les projets **Seuil du Cambrésis** et de celui de **Santerre**. Quant aux fonds de réserve, ils avaient augmenté de 10 M\$ au début de 2019 dans le cas de l'ancien portefeuille de Sainte-Christine, ce qui avait été compensé par la suite par la libération de fonds d'une valeur de 5 M\$ associés au billet américain et de 33 M\$ en raison du refinancement en France. Par ailleurs, compte tenu du paiement de fournisseurs pour des travaux terminés à divers sites en construction ou mis en service, l'encaisse affectée avait diminué de 45 M\$. Enfin, la Société avait investi 5 M\$ dans le cadre d'une participation dans une Coentreprise du secteur solaire aux États-Unis.

Activités de financement

Pour l'exercice 2020, les activités de financement se sont soldées par une utilisation de liquidités totales nettes nulle.

Nouveaux financements et remboursements de dettes existantes

Pour l'exercice 2020, le total des nouveaux emprunts non courants tirés par Boralex s'élève à 413 M\$:

- 201 M\$ sur le crédit rotatif ;
- 72 M\$ provenant du refinancement de la dette de NRW ;
- 140 M\$ sur le portefeuille de Sainte-Christine en France.

À la fin du premier trimestre 2020, compte tenu des enjeux de liquidités susceptibles de toucher le système bancaire au cours de la crise COVID-19, la Société a décidé d'effectuer un tirage de 40 M\$ sur son crédit rotatif dans le but de constituer un coussin d'urgence. Depuis, la totalité de cette somme a été utilisée, soit 2 M\$ pour des opérations courantes non liées à la crise COVID-19 et le solde pour le financement des acquisitions de l'année.

À l'inverse, la Société a versé au cours de l'exercice 2020 un total de 175 M\$ pour le remboursement de sa dette liée aux projets en exploitation, 5 M\$ au remboursement des crédits-relais ainsi que 11 M\$ au titre de ses obligations locatives. Par ailleurs, Boralex a consacré 323 M\$ au remboursement de sa facilité de crédit rotatif.

Le 28 août 2020, Boralex a annoncé la clôture d'un placement dans le public d'actions de catégorie A pour un produit de 201 M\$ ou 194 M\$, net des frais d'émission.

Dividendes et autres

Pour l'exercice 2020, la Société a versé à ses actionnaires des dividendes totalisant 66 M\$ contre 60 M\$ pour l'exercice 2019. Pour chacun des deux exercices, les dividendes versés équivalaient à 0,1650 \$ par action par trimestre.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a versé 6 M\$ aux actionnaires sans contrôle, comparativement à 7 M\$ un an plus tôt. Par ailleurs au cours du deuxième trimestre 2020, la Société a déboursé 9 M\$ principalement pour le règlement des swaps croisés sur taux d'intérêt et devise qui étaient arrivés à échéance. Notons que ceci est compensé par une augmentation équivalente de la valeur des investissements de Boralex en Europe résultant de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar canadien.

Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

L'ensemble des mouvements de trésorerie au cours l'exercice 2020 se traduit par une augmentation de 122 M\$, ce qui porte le solde de la *Trésorerie et des équivalents de trésorerie* au 31 décembre 2020 à 275 M\$, comparativement à 153 M\$ au 31 décembre 2019.

Flux de trésorerie discrétionnaires et ratio de distribution⁽¹⁾

Les flux de trésorerie discrétionnaires s'élèvent à 146 M\$ pour l'exercice 2020 comparativement à 120 M\$ pour la période équivalente un an plus tôt. Cette augmentation de 26 M\$ s'explique principalement par la hausse du BAIIA(A), abstraction faite des éléments hors caisse tel que la quote-part des profits des coentreprises, entre les deux périodes, à la suite de la production éolienne largement supérieure au premier trimestre 2020. L'augmentation des remboursements de dettes incluant les ajustements de dette non récurrents et temporaires nets de 22 M\$ liés principalement à la modulation des remboursements en France en fonction de la saisonnalité à la suite du refinancement mis en place à la fin de 2019 a été compensée par la diminution des intérêts versés de 22 M\$ à la suite des refinancements des dettes en France, de la dette projet de NRW et du rachat des débentures convertibles au quatrième trimestre de 2019.

Pour l'exercice 2020, les flux de trésorerie discrétionnaires sont de 1,48 \$ par action, comparativement à 1,33 \$ par action pour l'exercice 2019.

Les dividendes versés aux actionnaires au cours de l'exercice 2020 équivalaient à un ratio de distribution de 45 %, lequel se situe à l'intérieur de la fourchette cible de 40 % à 60 % établie selon les objectifs financiers 2023 de la Société.

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique Mesures non conformes aux IFRS.

Situation financière

Aperçu des états consolidés condensés de la situation financière

(en millions de dollars canadiens)	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019	Variation (\$)
ACTIF			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	275	153	122
Encaisse affectée	2	15	(13)
Divers actifs courants	195	195	—
ACTIFS COURANTS	472	363	109
Immobilisations corporelles	3 112	2 715	397
Actifs au titre du droit d'utilisation	316	260	56
Immobilisations incorporelles	1 027	700	327
Goodwill	222	188	34
Participations dans des Coentreprises et entreprises associées	74	236	(162)
Divers actifs non courants	91	95	(4)
ACTIFS NON COURANTS	4 842	4 194	648
TOTAL DE L'ACTIF	5 314	4 557	757
PASSIF			
PASSIFS COURANTS	403	304	99
Emprunts	3 287	2 895	392
Obligations locatives	243	197	46
Divers passifs non courants	390	286	104
PASSIFS NON COURANTS	3 920	3 378	542
TOTAL DU PASSIF	4 323	3 682	641
CAPITAUX PROPRES			
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES	991	875	116
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	5 314	4 557	757

Sommaire des principales variations

Actif

L'actif total de Boralex au 31 décembre 2020 s'élève à 5 314 M\$, une augmentation de 757 M\$ par rapport au solde de l'actif total au 31 décembre 2019 de 4 557 M\$. Cette augmentation résulte d'une augmentation de 109 M\$ des *Actifs courants* et de 648 M\$ des *Actifs non courants*.

La variation des *Actifs courants* est principalement attribuable à la hausse de 122 M\$ de la *Trésorerie et équivalents de trésorerie* compte tenu des bons résultats pour l'ensemble de l'exercice 2020, du refinancement de la dette du parc éolien **NRWF** et de l'émission d'actions. S'y ajoute une augmentation de 13 M\$ des *Autres actifs courants*. Ces écarts ont été en partie annulés par le recul de 13 M\$ de l'*Encaisse affectée* résultant de la libération de sommes à la suite du refinancement en France.

Par ailleurs, les *Actifs non courants* ont augmenté de 648 M\$, en raison des principales variations suivantes :

- Une augmentation de 397 M\$ de la valeur des *Immobilisations corporelles* (nette de l'amortissement de la période), qui comprend :
 - 75 M\$ liée à l'appréciation du taux de change ;
 - Une diminution de 164 M\$ découlant de l'amortissement des sites en exploitation ;
 - 134 M\$ en lien principalement avec les sites en construction (voir la section *Situation de trésorerie*) ;
 - 356 M\$ liée à l'acquisition de participation supplémentaire dans les sites éoliens **LP I, DM I et II** ;
 - Une diminution de 8 M\$ expliquée par d'autres éléments dont la majeure partie est liée à la reconnaissance d'une dépréciation.
- Une augmentation de 56 M\$ des *Actifs au titre du droit d'utilisation* découlant de l'acquisition de la participation supplémentaire dans les sites éoliens **LP I, DM I et II** pour un montant de 23 M\$, à la révision de la période d'amortissement pour un montant de 29 M\$, d'ajouts et d'indexation pour la somme de 17 M\$, la fluctuation des taux de change pour un montant de 7 M\$, le tout en partie annulé par un amortissement de 19 M\$;

- Une augmentation de 327 M\$ du solde des *Immobilisations incorporelles* résultant en majeure partie d'une augmentation de 336 M\$ en lien avec l'acquisition de la participation supplémentaire dans les sites éoliens **LP I, DM I et II**, de la variation du taux de change pour un écart de 24 M\$ ainsi que des paiements de compléments de prix d'acquisition pour les projets en construction pour un montant de 11 M\$ dont principalement **Extension Seuil de Bapaume** et de la capitalisation de frais de développement de 8 M\$, le tout en partie compensé par l'amortissement des sites en exploitation pour un montant de 54 M\$;
- Une augmentation de 34 M\$ du *Goodwill* résultant de la variation du taux de change pour un montant de 7 M\$ et d'un montant de 27 M\$ lié à l'acquisition de participations supplémentaire tel que mentionnée précédemment ;
- Une diminution de 162 M\$ des *Participations dans les Coentreprises et entreprises associées* à la suite principalement des distributions reçues totalisant 32 M\$ et du rachat des participations dans les sites **LP I, DM I et II** ;
- Une diminution de 4 M\$ des divers *Actifs non courants*, attribuable aux *Autres actifs financiers non courants* à la suite de la variation de la juste valeur des instruments financiers.

Passifs courants

Les *Passifs courants* au 31 décembre 2020 étaient de 403 M\$, comparativement à 304 M\$ au 31 décembre 2019. Cette augmentation de 99 M\$ est notamment attribuable à :

- La hausse de 57 M\$ de la *Part à moins d'un an des emprunts* en raison de l'acquisition de la participation supplémentaire dans les sites LP I, DM I et II, de la variation des taux de change et des refinancements des dettes en France ;
- La hausse de 43 M\$ des *Fournisseurs et autres créditeurs* en raison de l'augmentation des sommes à déboursier liées aux sites en construction en France, des impôts à payer, des frais de maintenance et du partage des profits résultant d'un changement dans le calendrier du versement.

Fonds de roulement

Au 31 décembre 2020, la Société affichait un fonds de roulement de 69 M\$ pour un coefficient de 1,17:1, par rapport à 59 M\$ et 1,19:1 au 31 décembre 2019.

Passifs non courants

Le total des *Passifs non courants* a augmenté de 542 M\$ pour atteindre 3 920 M\$. Cette hausse résulte principalement de l'augmentation de 392 M\$ des *Emprunts non courants* en raison des principales variations suivantes :

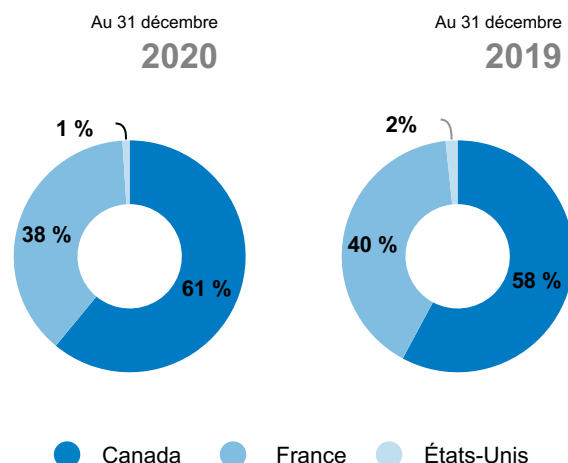
- Une augmentation de la dette de 413 M\$ principalement liée au refinancement de la dette du parc éolien **NRWF** pour 72 M\$, au tirage d'un montant de 140 M\$ sur les emprunts des parcs et projets éoliens du portefeuille Sainte-Christine et de tirages sur la facilité de crédit pour un montant d'environ 201 M\$;

- Une augmentation de 432 M\$ à la suite de la prise de contrôle des sites éoliens **LP I, DM I et II** ;
- Une augmentation de valeur résultant de la variation du taux de change pour un montant de 78 M\$;
- Une diminution de 509 M\$ principalement liée au remboursement du crédit rotatif de 323 M\$ à la suite de l'émission d'actions en août 2020 et des remboursements des dettes prévus aux calendriers.

Par ailleurs, les *Autres passifs financiers non courants* ont augmenté de 58 M\$ à la suite de la baisse des taux d'intérêt depuis le début de la pandémie, ce qui a causé une forte diminution de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt. Quant au *Passif relatif au démantèlement*, il a augmenté de 38 M\$ principalement en raison de l'acquisition de la participation supplémentaire dans les sites **LP I, DM I et II** pour un montant de 17 M\$ ainsi que de la révision des hypothèses effectuées en date du 31 décembre 2020 pour un montant de 10 M\$.

Au 31 décembre 2020, Boralex détenait un montant de 265 M\$ de dette contractée pour ses projets en construction qui n'était toujours pas tirée. Boralex avait aussi accès à la clause accordéon de 50 M\$, ainsi qu'un montant de 318 M\$ disponible sur sa facilité de crédit rotatif au 31 décembre 2020.

Répartition géographique des emprunts



Capitaux propres

Le total des *Capitaux propres* a augmenté de 116 M\$ au cours de l'exercice 2020, pour s'établir à 991 M\$ au 31 décembre 2020. Cette hausse est attribuable au résultat net de 61 M\$ ainsi qu'à la clôture en août 2020 d'une émission d'actions de catégorie A pour un produit de 194 M\$, net des frais d'émission et d'impôts. Le tout a été partiellement compensé par la diminution de 55 M\$ des *Autres éléments du résultat global* liés principalement à la baisse des taux d'intérêt, ainsi que par la somme de 66 M\$ versée en dividendes aux actionnaires de Boralex et les distributions de 18 M\$ aux actionnaires sans contrôle.

Coefficients d'endettement

L'endettement net, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, s'établissait à 3 332 M\$ au 31 décembre 2020, contre 2 981 M\$ au 31 décembre 2019.

Par conséquent, le coefficient d'endettement net, au marché, tel que défini à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*, est passé de 56 % au 31 décembre 2019 à 41 % au 31 décembre 2020.

Le cours de clôture du titre de Boralex s'élevait à 47,24 \$ par action au 31 décembre 2020 alors qu'il était de 24,46 \$ par action au 31 décembre 2019.

Renseignements sur les capitaux propres de la Société

Au 31 décembre 2020, le capital-actions de Boralex consistait en 102 616 653 actions de catégorie A émises et en circulation (96 464 460 au 31 décembre 2019) en raison des émissions d'actions suivantes :

- 6 081 200 nouvelles actions émises dans le cadre du placement public réalisé en août 2020 ;
- 70 993 actions émises à la suite de l'exercice d'options d'achat d'actions détenues par les membres de la direction et les employés clés ;

Au 31 décembre 2020, le nombre d'options d'achat d'actions en circulation était de 277 705, dont 168 364 pouvant être levées.

Entre le 1^{er} janvier et le 24 février 2021, aucune nouvelle action n'a été émise dans le cadre d'une levée d'options d'achat d'actions.

Opérations entre parties liées

Boralex détient une entente de gestion avec R.S.P. Énergie inc., une entité dont un des trois actionnaires est Patrick Lemaire, président et chef de la direction jusqu'au 1^{er} décembre 2020, et administrateur de la Société.

La Société a un contrat de location de bureaux avec Ivanhoé Cambridge, une entité pour laquelle la Caisse détient aussi des participations. Au 31 décembre 2020, l'obligation locative liée au loyer est de 10 M\$.

Également, la Société détient un financement de 250 M\$ avec la Caisse sous forme de dette subordonnée non garantie d'une échéance de 10 ans et un prêt à terme de 62 M\$ (40 M€) dont la convention de crédit stipule une date d'échéance dans cinq ans avec remboursement du montant intégral du prêt à la date de maturité. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le montant des intérêts liés à ces transactions est de 17 M\$ (16 M\$ en 2019).

Le 30 novembre 2020, Boralex a annoncé la clôture de l'acquisition de la totalité de la participation de 49 % de la Caisse dans trois parcs éoliens au Québec, déjà détenus à 51 % par Boralex. Le tout pour une contrepartie en espèce de 121 M\$ (98 M\$ net de la trésorerie acquise), à laquelle pourrait s'ajouter une contrepartie conditionnelle pouvant atteindre 4 M\$ sous réserve du règlement de certaines conditions futures à rencontrer.

La participation en capitaux propres de Six Nations dans FWRN LP a été financée au moyen d'un prêt sans recours qui sera remboursé, avec intérêts, au moyen de la quote-part de Six Nations dans les distributions que FWRN LP versera pendant la durée du contrat de vente d'énergie. Au cours du troisième trimestre, à la suite du refinancement, un remboursement de capital et d'intérêts de 9 M\$ a été effectué par les Six Nations. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le montant de l'avance incluant les intérêts est de 29 M\$ (37 M\$ au 31 décembre 2019).

Le site éolien **Val aux Moines** de 15 MW, est détenu à 35 % par l'actionnaire Nordex Employees Holding GmbH. L'actionnaire minoritaire a avancé 6 M\$ (4 M€) au projet pour financer la construction du site. Pour l'exercice clos les 31 décembre 2020 et 2019, le montant des intérêts liés à ce dû n'est pas significatif.

Saisonnalité

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019	31 mars 2020	30 juin 2020	30 sept. 2020	31 déc. 2020
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (GWh)								
Sites éoliens	1 038	636	546	1 038	1 235	649	577	1 152
Compensation NRW	10	73	28	64	31	55	19	76
	1 048	709	574	1 102	1 266	704	596	1 228
Centrales hydroélectriques	159	255	131	211	198	218	144	186
Centrales thermiques	72	38	—	48	65	8	42	51
Sites solaires	5	7	7	3	4	7	7	3
	1 284	1 009	712	1 364	1 533	937	789	1 468
PRODUITS DE LA VENTE D'ÉNERGIE ET COMPLÉMENTS DE RÉMUNÉRATION								
Sites éoliens	146	99	78	149	172	99	85	170
Centrales hydroélectriques	12	16	11	22	16	18	14	15
Centrales thermiques	13	5	1	7	11	2	4	8
Sites solaires	1	1	2	1	1	2	2	—
	172	121	92	179	200	121	105	193
BAIIA(A)⁽¹⁾								
Sites éoliens	130	84	52	145	150	90	69	155
Centrales hydroélectriques	8	12	6	17	12	14	9	10
Centrales thermiques	6	1	(1)	1	4	(2)	—	—
Sites solaires	1	1	2	1	—	1	1	1
	145	98	59	164	166	103	79	166
Corporatif et éliminations	(14)	(15)	(14)	(21)	(17)	(17)	(17)	(29)
	131	83	45	143	149	86	62	137
RÉSULTAT NET	31	(15)	(36)	(23)	44	(6)	(8)	30
RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES DE BORALEX								
Par action (de base)	0,32 \$	(0,14 \$)	(0,32 \$)	(0,28 \$)	0,43 \$	(0,07 \$)	(0,06 \$)	0,24 \$
Par action (dilué)	0,31 \$	(0,14 \$)	(0,32 \$)	(0,28 \$)	0,43 \$	(0,07 \$)	(0,06 \$)	0,24 \$
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT⁽¹⁾	101	55	35	119	124	51	63	101

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

L'exploitation et les résultats de la Société sont en partie soumis à des cycles saisonniers ainsi qu'à certains autres facteurs cycliques qui varient selon les secteurs. Comme la presque totalité des sites exploités par la Société dispose 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. L'impact de ces cycles est atténué par la diversification des sources de production de la Société et d'un positionnement géographique favorable.

Le volume d'activité des sites de Boralex est influencé ainsi :

- Les conditions éoliennes, tant en France qu'au Canada, sont généralement plus favorables en hiver, ce qui correspond aux premier et quatrième trimestres de Boralex. Toutefois, ces périodes présentent des risques plus élevés de baisse de production en raison de phénomènes climatiques comme le givre.
- Pour l'énergie solaire, les conditions d'ensoleillement sont généralement plus favorables au printemps et en été.

- L'hydroélectricité produite est tributaire d'une hydraulicité qui est traditionnellement maximale au printemps et bonnes à l'automne au Canada comme dans le nord-est des États-Unis. Les débits d'eau tendent historiquement à diminuer en hiver et en été. Cependant, sur un horizon à long terme, il peut y avoir des variations d'une année à l'autre en raison de phénomènes climatiques ponctuels. Il est à noter qu'à l'exception de quatre centrales qui bénéficient d'un débit régulé en amont qui n'est pas sous le contrôle de la Société, les autres centrales hydroélectriques de Boralex n'ont pas de réservoir pour permettre de réguler les débits d'eau en cours d'année.
- La production d'énergie thermique est régularisée par l'entremise de contrats au Canada et en France comportant des périodes de limitations de production pour Boralex. L'énergie thermique est produite au Canada de la mi-octobre à la mi-juin et en Europe de novembre à mars.

	Puissance installée nette (MW)	Historique de la production d'électricité moyenne sur cinq ans ⁽¹⁾			
		T1	T2	T3	T4
Éolien	2 002	33 %	20 %	17 %	30 %
Solaire	225	20 %	31 %	33 %	16 %
Hydroélectrique	181	25 %	31 %	20 %	24 %
Thermique	47	41 %	16 %	18 %	25 %
Production d'électricité totale	2 455	32 %	22 %	17 %	29 %

⁽¹⁾ L'historique de la production d'électricité moyenne est calculée sur les cinq derniers exercices financiers complets de la Société, soit de 2016 à 2020.

Instruments financiers

Risque de change

La Société génère des liquidités en devises étrangères par l'exploitation de ses installations situées en France et aux États-Unis. La Société bénéficie d'une couverture naturelle partielle de ce risque, car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Le risque se situe donc avant tout sur les liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère.

Pour la France, dans ce contexte, la Société peut conclure des contrats de change à terme afin de protéger le taux de change sur une portion des distributions qu'elle anticipait rapatrier de l'Europe. Des achats similaires pourraient être ajoutés en fonction de la croissance des liquidités qui seront générées en France. La Société a aussi conclu des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connu sous son appellation anglophone « Cross-Currency Swaps »). Ces dérivés procurent principalement une couverture de l'investissement net de la Société en France puisqu'ils permettent de synthétiquement convertir en euros le financement émis au Canada pour investir dans ce pays. En plus de réduire le risque lié à la fluctuation des devises, ces instruments permettent aussi de bénéficier en ce moment et en partie, des taux d'intérêt plus faibles qui sont en vigueur en Europe. La Société peut également conclure des transactions similaires portant sur la devise américaine. Ces transactions à court terme permettent de bénéficier de taux d'intérêt plus faibles sur les montants tirés sur le crédit rotatif. Pour évaluer la juste valeur de ces instruments, la Société utilise une technique qui combine celles qu'elle utilise pour évaluer les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change à terme.

Aux États-Unis, en ce qui concerne les flux de trésorerie générés, la direction considère qu'ils ne représentent pas actuellement de risque significatif. Une stratégie de couverture pourrait être établie au moment opportun.

De plus, dans le cadre du développement de projets canadiens, certains déboursés futurs pourront être en devises étrangères. Par exemple, certains achats d'équipements au Canada sont en partie libellés en euros ou en dollars américains. 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 de réduire la volatilité des déboursés prévus et ainsi stabiliser les coûts importants comme celui des turbines.

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 en vertu de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie à la fluctuation du prix de l'énergie. Ce dernier 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 bénéfice d'exploitation.

Au 31 décembre 2020, la quasi-totalité des installations françaises et canadiennes, ainsi que deux centrales aux États-Unis possèdent des contrats à long terme de vente d'énergie dont la très grande majorité est assujettie à des clauses d'indexation partielles ou complètes en fonction de l'inflation. Conséquemment, seulement 2 % de la puissance installée nette de Boralex est assujettie actuellement à ce risque.

Risque de taux d'intérêt

En date du 31 décembre 2020, environ 78 % des emprunts non courants émis portent intérêt à taux variables, excluant le crédit rotatif et la dette subordonnée. Afin de se protéger contre une hausse de taux, la Société utilise des swaps de taux d'intérêt. Grâce à ces instruments, son exposition réelle aux fluctuations des taux d'intérêt se limite à seulement 13 % de la dette totale en IFRS.

Les tableaux ci-dessous résument les instruments financiers dérivés de la Société au 31 décembre 2020 :

Au 31 décembre

2020

(en millions de dollars canadiens)	Devise	Notionnel actuel		Juste valeur	
		(devise d'origine)	(CAD)	(devise d'origine)	(CAD)
Swaps financiers de taux d'intérêt	Euro	672	1 045	(30)	(46)
Swaps financiers de taux d'intérêt	CAD	1 060	1 060	(31)	(31)
Swaps financiers de taux d'intérêt	USD	130	166	1	2
Swaps croisés sur taux d'intérêt et devises	(Euro contre CAD)	308	472	(8)	(8)
					(83)

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

Combiné

Le combiné (« Combiné ») présenté dans ce rapport de gestion résulte de la combinaison de l'information financière de Boralex inc. (« Boralex » ou la « Société ») établie selon les normes IFRS et de celle portant sur la quote-part des Participations. Les Participations représentent des investissements significatifs de Boralex, et bien que les normes IFRS ne permettent pas de consolider leur information financière avec celle de Boralex, la direction considère que le Combiné est une donnée utile pour évaluer la performance de la Société. Afin d'établir le Combiné, Boralex a d'abord préparé ses états financiers ainsi que ceux des Participations selon les normes IFRS. Ensuite, les postes Participations dans des Coentreprises et entreprises associées, Quote-part des profits (pertes) des Coentreprises et entreprises associées et Distributions reçues des Coentreprises et entreprises associées sont remplacés par la part respective de Boralex (allant de 50,00 % à 59,96 %) dans tous les postes aux états financiers des Participations (c'est-à-dire les revenus, les dépenses, l'actif, le passif, etc.). Pour plus d'information, se référer à la note *Principales méthodes comptables* des états financiers du présent rapport annuel.

Participations dans des Coentreprises et entreprises associées

L'analyse des résultats qui suit tient compte des principales Coentreprises et entreprises associées de la Société. Les données sont présentées en proportion des pourcentages de participations détenues par Boralex ci-dessous :

	% de participation de Boralex	
	2020	2019
SDB I et II	50,00 %	50,00 %
DM I et II ⁽¹⁾	— % ⁽¹⁾	51,00 %
LP I ⁽¹⁾	— % ⁽¹⁾	51,00 %
LP II	59,96 %	59,96 %
Roncevaux	50,00 %	50,00 %

⁽¹⁾ Le 30 novembre 2020, la Société a acquis le contrôle de ces entités. Ces entités sont des filiales au 31 décembre 2020.

Faits saillants des Coentreprises et entreprises associées

2020				2019			
	SDB I et II	DM I et II , LP I ⁽¹⁾ , LP II et Roncevaux	Total	SDB I et II	DM I et II , LP I, LP II et Roncevaux	Total	Variation (%)
Périodes de trois mois closes le 31 décembre :							
Production éolienne (GWh)	164	131	295	149	164	313	(6)
Produits de la vente d'énergie	18	14	32	16	17	33	(4)
BAIIA(A)	15	11	26	14	14	28	(5)
Résultat net	8	2	10	5	2	7	27
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	14	9	23	9	8	17	26
Marge brute d'autofinancement	12	10	22	9	10	19	15
Exercices clos le 31 décembre :							
Production éolienne (GWh)	566	541	1 107	571	602	1 173	(6)
Produits de la vente d'énergie	63	56	119	63	60	123	(4)
BAIIA(A)	54	45	99	55	49	104	(5)
Résultat net	22	—	22	18	(1)	17	29
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	35	31	66	33	32	65	—
Marge brute d'autofinancement	39	33	72	38	33	71	—
Quote-part dans les actifs	351	135	486	359	498	857	(43)
Quote-part dans les emprunts	273	81	354	286	307	593	(40)

⁽¹⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 les données de LP I, DM I et II, sont considérées jusqu'à la date de l'acquisition des parts de la Caisse le 30 novembre 2020.

Analyse des résultats d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020 - Combiné

Production d'électricité totale

(GWh)	T4 2020				T4 2019				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	764	664	—	1 428	697	691	—	1 388	40	3
Acquisition - LP I, DM I et II	44	—	—	44	—	—	—	—	44	—
Mises en service ⁽²⁾	—	46	—	46	—	10	—	10	36	>100
Arrêt temporaire - Cham Longe I	—	5	—	5	—	17	—	17	(12)	(70)
Total éolien	808	715	—	1 523	697	718	—	1 415	108	8
Hydroélectrique										
Actifs comparables	115	—	71	186	86	—	125	211	(25)	(12)
Total Hydroélectrique	115	—	71	186	86	—	125	211	(25)	(12)
Thermique	39	12	—	51	36	12	—	48	3	6
Solaire	—	3	—	3	—	3	—	3	—	—
Total⁽¹⁾	962	730	71	1 763	819	733	125	1 677	86	5

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 76 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour le quatrième trimestre 2020 (64 GWh pour le quatrième trimestre 2019).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section Sommaire des trois derniers exercices.

Selon le Combiné, la production d'électricité s'élève à 1 763 GWh pour le quatrième trimestre 2020, en hausse de 86 GWh ou 5 % par rapport à la période correspondante de 2019. Les installations des Coentreprises et entreprises associées ont connu des conditions climatiques plus favorables qu'un an plus tôt. L'augmentation de la production est aussi attribuable aux mêmes facteurs que ceux selon IFRS, soit les meilleures conditions climatiques dont ont bénéficié les secteurs éolien et hydroélectrique au Canada, l'expansion de la base opérationnelle de la Société, le tout en partie annulé par la baisse de la production du côté des actifs éoliens comparables en France ainsi que des centrales hydroélectriques américaines.

Produits de la vente d'énergie et compléments de la rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Combiné
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	182	22	8	212
Répartition sectorielle	86 %	10 %	4 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	9	—	—	9
Volume ⁽²⁾	5	(1)	—	4
Effets de change	6	—	—	6
Prix	(1)	(3)	—	(4)
Autres ⁽³⁾	1	(3)	—	(2)
Variation	20	(7)	—	13
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	202	15	8	225
Répartition sectorielle	89 %	7 %	4 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Mises en service* à la section Sommaire des trois derniers exercices.

⁽²⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

Pour le quatrième trimestre 2020, les parcs éoliens des Coentreprises et entreprises associées affichent un recul de 1 M\$ ou de 4 % de leur contribution aux produits de la vente d'énergie par rapport au trimestre correspondant de 2019, ce qui porte à 13 M\$ la hausse des revenus selon le Combiné comparativement à 14 M\$ selon IFRS.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Combiné
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2019	166	17	2	(20)	165
Répartition sectorielle⁽²⁾	90 %	9 %	1 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽³⁾	8	—	—	—	8
Volume ⁽⁴⁾	5	(1)	—	—	4
Prix	(1)	(3)	—	—	(4)
Cession d'un terrain (2019)	(6)	—	—	—	(6)
Effet de change	5	—	—	(1)	4
Autres ⁽⁵⁾	(5)	(3)	(1)	(7)	(16)
Variation	6	(7)	(1)	(8)	(10)
PÉRIODE DE TROIS MOIS CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	172	10	1	(28)	155
Répartition sectorielle⁽²⁾	94 %	6 %	— %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

⁽³⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

⁽⁴⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

⁽⁵⁾ Comprend les écarts liés à la masse salariale, aux frais de maintenance et des compensations pour des productions antérieures limitées.

Les Coentreprises et entreprises associées ont vu leur contribution au BAIIA(A) diminuer de 2 M\$ ou de 5 % au quatrième trimestre 2020 par rapport à un an plus tôt ce qui porte à 6 % le recul du BAIIA(A) selon le Combiné, comparativement à un recul de 4 % selon IFRS. Autrement dit, le recul de la contribution des Coentreprises et entreprises associées au cours du quatrième trimestre de 2020 s'ajoute aux autres facteurs qui expliquent la baisse du BAIIA(A) selon IFRS, soit les écarts défavorables résultant de prix moindres principalement pour la vente de l'hydroélectricité, la cession d'un terrain en Écosse en 2019 et divers autres éléments dont l'augmentation des frais de maintenance et de la masse salariale, le tout en partie compensé par la contribution des sites acquis et mis en service depuis le quatrième trimestre 2019.

Analyse des résultats d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 - Combiné

Combiné

Production d'électricité totale

(GWh)	Cumulatif 2020				Cumulatif 2019				Variation	
	Canada	France	États-Unis	Total	Canada	France	États-Unis	Total	en GWh	%
Éolien										
Actifs comparables ⁽¹⁾	2 452	2 126	—	4 578	2 461	1 981	—	4 442	136	3
Acquisition - LP I, DM I et II	44	—	—	44	—	—	—	—	44	—
Mises en service ⁽²⁾	67	188	—	255	40	69	—	109	146	>100
Arrêt temporaire - Cham Longe I	—	24	—	24	—	56	—	56	(32)	(57)
Total éolien	2 563	2 338	—	4 901	2 501	2 106	—	4 607	294	6
Hydroélectrique										
Actifs comparables	201	—	337	538	209	—	467	676	(138)	(20)
Mise en service - Yellow Falls	80	—	—	80	47	—	—	47	33	69
Arrêt temporaire - Buckingham	128	—	—	128	33	—	—	33	95	>100
Total Hydroélectrique	409	—	337	746	289	—	467	756	(10)	(1)
Thermique	135	31	—	166	127	31	—	158	8	5
Solaire	—	21	—	21	1	22	—	23	(2)	(6)
Total⁽¹⁾	3 107	2 390	337	5 834	2 918	2 159	467	5 544	290	5

⁽¹⁾ Inclut la compensation pour l'équivalent de 181 GWh compte tenu de la limitation de puissance imposée au site NRWF pour l'exercice de 2020 (175 GWh pour l'exercice de 2019).

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

Selon le Combiné, la production d'électricité s'élève à 5 834 GWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, en hausse de 290 GWh ou 5 % par rapport à 2019. Les installations des Coentreprises et entreprises associées ayant connu des conditions climatiques moins favorables qu'un an plus tôt, et compte tenu du rachat de la participation dans les sites LP I, DM I et II, tel que mentionné précédemment, cette augmentation demeure donc en majeure partie attribuable à la meilleure performance des actifs éoliens comparables en France, principalement au cours du premier trimestre, ainsi qu'à la mise en service des nouvelles installations tant éoliennes qu'hydroélectriques.

Produits de la vente d'énergie et compléments de la rémunération

Principaux écarts des produits de la vente d'énergie et des compléments de rémunération

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Combiné
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	594	60	33	687
Répartition sectorielle	86 %	9 %	5 %	100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽¹⁾	21	2	—	23
Volume ⁽²⁾	19	(6)	—	13
Arrêts temporaires et reprises	(1)	7	—	6
Prix	—	—	(3)	(3)
Effets de change	8	—	—	8
Autres ⁽³⁾	4	—	—	4
Variation	51	3	(3)	51
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2020	645	63	30	738
Répartition sectorielle	87 %	9 %	4 %	100 %

⁽¹⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

⁽²⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

⁽³⁾ Comprend les écarts liés au remboursement d'assurance pour plusieurs sites éoliens à la suite à des incidents et une compensation pour production antérieure limitée.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, les parcs éoliens des Coentreprises et entreprises associées affichent un recul de 4 M\$ ou de 4 % de leur contribution aux produits de la vente d'énergie par rapport à 2019 résultant de moins bonnes conditions de vent comparativement à l'an dernier. Ainsi, la croissance de 7 % des revenus selon le Combiné demeure attribuable aux écarts favorables tel que noté selon les normes IFRS compte tenu des meilleures conditions climatiques dont ont bénéficié les parcs éoliens français au cours du premier trimestre ainsi que de l'expansion de la base d'actifs opérationnels dans les secteurs éolien et hydroélectrique.

BAIIA(A)⁽¹⁾

Principaux écarts du BAIIA(A)

(en millions de dollars canadiens)	Éolien	Hydro	Autres secteurs	Corporatif et éliminations	Combiné
EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2019	499	44	11	(62)	492
Répartition sectorielle⁽⁵⁾	90 %	9 %	1 %		100 %
Acquisitions/Mises en service ⁽²⁾	16	2	—	—	18
Volume ⁽³⁾	19	(7)	—	—	12
Arrêts temporaires et reprises	(1)	7	—	—	6
Prix	—	—	(3)	—	(3)
Développement	4	—	(2)	—	2
Effet de change	8	—	—	(1)	7
Cessation d'un terrain (2019)	(6)	—	—	—	(6)
Autres ⁽⁴⁾	2	(1)	(1)	(15)	(15)
Variation	42	1	(6)	(16)	21
EXERCICE CLOSE LE 31 DÉCEMBRE 2020	541	45	5	(78)	513
Répartition sectorielle⁽⁵⁾	92 %	8 %	— %		100 %

⁽¹⁾ Se référer à la rubrique *Mesures non conformes aux IFRS*.

⁽²⁾ Se référer au tableau *Acquisitions et mises en service* à la section *Sommaire des trois derniers exercices*.

⁽³⁾ Excluant les arrêts temporaires et reprises.

⁽⁴⁾ Comprend les écarts liés à la masse salariale, aux frais de maintenance, aux revenus à la suite de la reprise de maintenance de LP I et des compensations pour des productions antérieures limitées.

⁽⁵⁾ Excluant le secteur corporatif et les éliminations.

Les Coentreprises et entreprises associées ont vu leur contribution au BAIIA(A) diminuer de 5 M\$ ou 5 % au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 par rapport à un an plus tôt. La croissance de 4 % du BAIIA(A) selon le Combiné est donc attribuable principalement au BAIIA(A) additionnel de 18 M\$ découlant de l'expansion de la base opérationnelle depuis le début de 2019. S'y ajoutent un effet de volume de 12 M\$ compte tenu de la performance des actifs comparables principalement en France, un écart favorable net des arrêts temporaires et des reprises de 6 M\$ et la réduction de 3 M\$ des dépenses en développement à la suite de la crise sanitaire. Ces éléments ont été en partie compensés par un écart défavorable de 3 M\$ associé à la variation des prix, par l'incidence d'un gain sur la cession d'un terrain en Écosse en 2019 ainsi que la combinaison d'autres éléments, dont l'augmentation des frais de maintenance et de la masse salariale.

Mesures non conformes aux IFRS

Mesures de performance

Afin d'évaluer la performance de ses actifs et de ses secteurs d'activité, Boralex utilise le BAIIA, le BAIIA(A), la marge brute d'autofinancement, le coefficient d'endettement net, les flux de trésorerie discrétionnaires et le ratio de distribution 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. Les mesures non conformes aux IFRS permettent également aux investisseurs de mieux comprendre le fondement des prises de décisions de la Société, puisque celle-ci s'appuie sur ces mesures pour prendre des décisions financières, stratégiques et opérationnelles.

Ces mesures non conformes aux IFRS sont établies principalement à partir des états financiers consolidés audités, mais n'ont pas un sens normalisé prescrit par les IFRS ; par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables aux résultats d'autres sociétés qui utilisent des mesures de performance portant des noms similaires. Les mesures non conformes aux IFRS ne sont pas auditées. Elles comportent des limitations importantes à titre d'outils d'analyse, et les investisseurs ne doivent pas les examiner isolément ni se fier outre mesure aux ratios ou aux pourcentages calculés à l'aide de celles-ci.

Rapprochement entre IFRS et Combiné

Le tableau qui suit rapproche les données conformes aux IFRS avec celles présentées au Combiné :

Consolidé

	2020			2019		
(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	1 468	295	1 763	1 364	313	1 677
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	193	32	225	179	33	212
BAIIA(A)	137	18	155	143	22	165
Résultat net	30	6	36	(23)	8	(15)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	59	22	81	58	(6)	52
Marge brute d'autofinancement	101	17	118	119	(3)	116
Exercice clos le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	4 727	1 107	5 834	4 371	1 173	5 544
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	619	119	738	564	123	687
BAIIA(A)	434	79	513	402	90	492
Résultat net	61	(5)	56	(43)	—	(43)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	362	37	399	294	9	303
Marge brute d'autofinancement	338	40	378	310	17	327
Au 31 décembre :						
Total de l'actif	5 314	439	5 753	4 557	689	5 246
Emprunts ⁽²⁾	3 516	354	3 870	3 067	593	3 660

⁽¹⁾ Inclut la contribution respective des Coentreprises et entreprises associées en fonction du pourcentage de participation de Boralex diminuée des ajustements pour renverser la comptabilisation de ces participations selon les IFRS.

⁽²⁾ Inclut les *Emprunts non courants* et la *Part à moins d'un an des emprunts*.

Éolien

	2020			2019		
(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	1 152	295	1 447	1 038	313	1 351
Compensation NRWF	76	—	76	64	—	64
	1 228	295	1 523	1 102	313	1 415
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	170	32	202	149	33	182
BAIIA(A)	155	17	172	145	21	166
Exercice clos le 31 décembre :						
Production d'électricité (GWh)	3 613	1 107	4 720	3 259	1 173	4 432
Compensation NRWF	181	—	181	175	—	175
	3 794	1 107	4 901	3 434	1 173	4 607
Produits de la vente d'énergie et compléments de rémunération	526	119	645	471	123	594
BAIIA(A)	464	77	541	412	87	499

⁽¹⁾ Inclut la contribution respective des Coentreprises et entreprises associées en fonction du pourcentage de participation de Boralex diminuée des ajustements pour renverser la comptabilisation de ces participations selon les IFRS.

BAIIA(A)

Le BAIIA(A) représente le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement, ajusté pour exclure d'autres éléments, tels que les frais d'acquisition, les autres gains, la perte nette (gain net) sur instruments financiers et la perte (gain) de change, ces deux derniers étant regroupés sous *Autres*. Le BAIIA(A) 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(A) 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 et du BAIIA(A) avec la mesure financière la plus comparable aux IFRS, soit le résultat net, est présenté dans le tableau suivant.

	2020			2019		
(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Résultat net	30	6	36	(23)	8	(15)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(5)	2	(3)	—	—	—
Charges financières	30	8	38	40	10	50
Amortissement	62	11	73	56	12	68
Dépréciation	6	—	6	53	—	53
BAIIA	123	27	150	126	30	156
Ajustements :						
Frais d'acquisition	4	—	4	—	—	—
Autres gains	—	(1)	(1)	—	(1)	(1)
Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I	8	(8)	—	8	(8)	—
Perte sur disposition présumée de participations dans des Coentreprises	7	—	7	—	—	—
Autres	(5)	(1)	(6)	9	1	10
BAIIA(A)	137	17	154	143	22	165
Exercice clos le 31 décembre :						
Résultat net	61	(5)	56	(43)	—	(43)
Charge (Recouvrement) d'impôts sur le résultat	5	(1)	4	(5)	—	(5)
Charges financières	113	34	147	143	36	179
Amortissement	237	47	284	244	55	299
Dépréciation	7	—	7	55	—	55
BAIIA	423	75	498	394	91	485
Ajustements :						
Frais d'acquisition	4	—	4	—	—	—
Autres gains	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
Excédent des distributions reçues sur la part du résultat net de la Coentreprise SDB I	(6)	6	—	—	—	—
Perte sur disposition présumée de participations dans des Coentreprises	7	—	7	—	—	—
Autres	7	—	7	9	1	10
BAIIA(A)	434	79	513	402	90	492

⁽¹⁾ Inclut la contribution respective des *Coentreprises et entreprises associées* en fonction du pourcentage de participation de Boralex diminuée des ajustements pour renverser la comptabilisation de ces participations selon les IFRS.

Marge brute d'autofinancement

La marge brute d'autofinancement selon les IFRS et le Combiné correspond aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors caisse. 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 du niveau d'intensité des activités de construction, le montant attribuable aux variations des éléments hors caisse peut varier de façon considérable, ce qui affecte la représentativité des flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation.

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 :

	2020			2019		
(en millions de dollars canadiens)	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné	IFRS	Rapprochement ⁽¹⁾	Combiné
Période de trois mois close le 31 décembre :						
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	59	22	81	58	(6)	52
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	42	(5)	37	61	3	64
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	101	17	118	119	(3)	116
Exercice clos le 31 décembre :						
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation	362	37	399	294	9	303
Variation des éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation	(24)	3	(21)	16	8	24
MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT	338	40	378	310	17	327

⁽¹⁾ Inclut la contribution respective des Coentreprises et entreprises associées en fonction du pourcentage de participation de Boralex diminuée des ajustements pour renverser la comptabilisation de ces participations selon les IFRS.

Coefficient d'endettement net

Le « coefficient d'endettement net » représente le coefficient de l'« endettement net » par rapport à la « capitalisation totale au marché », chacun étant calculé de la manière décrite ci-dessous.

La Société définit l'endettement net comme suit :

	IFRS		Combiné	
(en millions de dollars canadiens)	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019
Emprunts	3 287	2 895	3 620	3 460
Part à moins d'un an des emprunts	229	172	247	200
Frais de transactions, nets de l'amortissement cumulé	93	82	105	97
Moins :				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	275	153	293	167
Encaisse affectée	2	15	2	22
Endettement net	3 332	2 981	3 677	3 568

La Société définit sa capitalisation totale au marché comme suit :

	IFRS		Combiné	
	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Nombre d'actions en circulation (en milliers)	102 617	96 464	102 617	96 464
Valeur boursière des actions (en \$ par action)	47,24	24,46	47,24	24,46
Valeur au marché des capitaux propres attribuables aux actionnaires	4 848	2 360	4 848	2 360
Part des actionnaires sans contrôle	2	15	2	15
Endettement net	3 332	2 981	3 677	3 568
Capitalisation totale au marché	8 182	5 356	8 527	5 943

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

	IFRS		Combiné	
	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Endettement net	3 332	2 981	3 677	3 568
Capitalisation totale au marché	8 182	5 356	8 527	5 943
COEFFICIENT D'ENDETTEMENT NET , au marché	41 %	56 %	43 %	60 %

Flux de trésorerie discrétionnaires et ratio de distribution

Flux de trésorerie discrétionnaires

Pour évaluer ses résultats d'exploitation, la Société utilise aussi les flux de trésorerie discrétionnaires, l'un de ses indicateurs clés de performance.

Les flux de trésorerie discrétionnaires représentent la trésorerie générée par les activités d'exploitation qui, de l'avis de la direction, correspond au montant qui sera disponible pour le développement futur ou pour être versé en dividendes aux porteurs d'actions ordinaires, tout en préservant la valeur à long terme de l'entreprise.

Les investisseurs ne doivent pas considérer les flux de trésorerie discrétionnaires comme une mesure pouvant remplacer les « flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation » qui, eux, constituent une mesure conforme aux IFRS. Les flux de trésorerie discrétionnaires correspondent aux *Flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation* avant la variation des « éléments hors caisse liés aux activités d'exploitation », moins (i) les distributions versées aux actionnaires sans contrôle, (ii) les ajouts d'immobilisations corporelles (maintien de l'exploitation), et (iii) les remboursements sur les emprunts non courants (les projets); (iv) capital versé lié aux obligations locatives; (v) les ajustements d'éléments temporaires ou non récurrents; plus (vi) les frais liés à la mise en valeur et au développement (de l'état du résultat net).

Ratio de distribution

Le ratio de distribution représente les dividendes versés aux actionnaires de Boralex divisés par les flux de trésorerie discrétionnaires. Pour Boralex, il s'agit d'une mesure lui permettant d'évaluer sa capacité à maintenir les dividendes actuels et à financer son développement futur. Afin qu'il soit représentatif des opérations courantes, ce calcul est ajusté pour y retirer des éléments non récurrents décrits dans les notes au tableau ci-dessous.

À moyen terme, Boralex prévoit verser annuellement des dividendes sur actions ordinaires, de l'ordre de 40 % à 60 % de ses flux de trésorerie discrétionnaires. Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2020, les dividendes versés aux actionnaires par la Société ont représenté 45 % des flux de trésorerie discrétionnaires.

Les dividendes versés aux actionnaires par action représentent les dividendes versés aux actionnaires de Boralex par rapport au nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

La Société définit les flux de trésorerie discrétionnaires et le ratio de distribution comme suit :

	IFRS			
	Périodes de trois mois closes les		Exercice clos les	
	31 décembre 2020	31 décembre 2019	31 décembre 2020	31 décembre 2019
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Marge brute d'autofinancement	101	119	338	310
Versements sur les emprunts non courants (projets) ⁽¹⁾	(40)	(37)	(175)	(176)
Ajustement d'éléments non récurrents ⁽²⁾	7	(14)	(17)	(14)
	68	68	146	120
Capital versé lié aux obligations locatives	(4)	(3)	(11)	(10)
Distributions versées aux actionnaires sans contrôle	(1)	(1)	(6)	(7)
Nouvelles immobilisations corporelles (maintien de l'exploitation)	(3)	(2)	(6)	(7)
Frais de développement (aux résultats)	7	6	23	24
Flux de trésorerie discrétionnaires	67	68	146	120
Dividendes versés aux actionnaires	17	16	66	60
Nombre moyen pondéré d'actions de base en circulation (en milliers)	102 571	94 685	98 548	90 605
Flux de trésorerie discrétionnaires - par action	0,65 \$	0,72 \$	1,48 \$	1,33 \$
Dividendes versés aux actionnaires - par action	0,165 \$	0,165 \$	0,660 \$	0,660 \$
Ratio de distribution			45 %	50 %

⁽¹⁾ Excluant les prêts-relais, les prêts-relais TVA, les remboursements anticipés de dettes et les remboursements des dettes effectués en décembre pour les mois antérieurs à l'acquisition de LP I, DM I et II (T4-2020).

⁽²⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 : Ajustement favorable de 5 M\$ composé principalement des intérêts versés sur les emprunts LP I, DM I et II pour les mois antérieurs à l'acquisition en T4-2020 et d'un paiement ponctuel effectué en T4-2020 diminué des versements sur emprunts de 22 M\$ afin de refléter un service de la dette normalisé à la suite du refinancement de dettes en France en T1-2020. En 2019, ajustement d'une distribution exceptionnelle de 15 M\$ reçue à la suite du refinancement du parc LP I.

Engagements et éventualités

	Note	Paielements			Total
		Part à moins d'un an	Part de 1 à 5 ans	Part à plus de cinq ans	
Contrats d'achat et de construction	a)	82	3	—	85
Contrats d'entretien	b)	28	74	74	176
Contreparties conditionnelles	c)	10	16	—	26
Autres	d)	6	11	25	42
		126	104	99	329

a) Contrats d'achat et de construction

La Société est engagée dans des contrats d'achats de turbines, de construction et de raccordement pour les sites en développement.

b) Contrats d'entretien

La Société a conclu des contrats d'entretien des éoliennes d'une durée initiale de 15 ans au Canada et entre deux et 20 ans en France.

c) Contreparties conditionnelles

Advenant l'atteinte de certaines étapes dans le développement d'un groupe d'actifs acquis, Boralex devra verser ces sommes au vendeur.

d) Autres engagements

La Société est liée par des contrats de redevances avec les Premières Nations et par des accords communautaires, venant à échéance entre 2036 et 2059. Les accords communautaires incluent des ententes pour la conservation du milieu naturel, l'usage routier et le fond communautaire.

La Société est engagée dans des contrats de royautés et de redevances conditionnelles variables liés à l'opération de ses parcs éoliens et de ses centrales hydroélectriques. Le tableau des engagements ci-dessus ne comprend pas ces montants.

Contrats de vente d'énergie

La Société s'est engagée à vendre la majorité de sa production d'électricité en vertu de contrats à long terme. La majorité de ces contrats bénéficient d'une indexation annuelle variable. Ces contrats possèdent les caractéristiques suivantes :

		Échéances
Éolien	Canada	2029 - 2059
	France	2021 - 2040
Hydroélectrique	Canada	2023 - 2059
	États-Unis	2034 - 2035

Pour les projets sécurisés, la Société a accès à des contrats de vente d'énergie d'une durée de 20 ans. Ces contrats entreront en vigueur au moment de la mise en service des installations.

Éventualités

Éclosion de la COVID-19

L'épidémie de COVID-19 a conduit les gouvernements du monde entier à adopter des mesures d'urgence pour lutter contre la propagation du coronavirus, incluant le confinement, la fermeture obligatoire de diverses entreprises jugées non essentielles dans les circonstances et la mise en place de restrictions au niveau du transport. Ces mesures ont occasionné des perturbations importantes à de nombreuses entreprises dans le monde.

Les restrictions et mesures gouvernementales actuelles ou futures, et leur impact sur la stabilité financière des fournisseurs et autres contreparties de la Société, pourraient avoir un effet défavorable sur les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société. L'approvisionnement en équipements et pièces de rechange, l'émission de permis et autres autorisations, le lancement d'appels d'offres, la négociation et finalisation d'accords ou de contrats avec des parties prenantes ou partenaires et la construction des sites en développement pourraient être retardés ou suspendus, ce qui pourrait avoir un effet défavorable sur les opportunités de développement, les résultats d'exploitation et la situation financière de la Société.

Depuis la mise en place par les autorités de mesures restrictives pour combattre la COVID-19, Boralex a mis en oeuvre son plan de gestion de crise lequel prévoit la poursuite de ses activités, jugées essentielles dans l'ensemble des régions où elle est présente. Les employés occupant des fonctions administratives sont en télétravail depuis la mi-mars 2020 et ont continué de supporter les opérations dans leurs besoins courants et de satisfaire aux différentes exigences d'affaires et réglementaires de la Société. La Société porte une attention particulière à la santé mentale de ses employés dans ses communications et lors des rencontres régulières des employés avec leurs équipes de travail respectives.

La Société continue de suivre l'évolution de la COVID-19. Les restrictions et mesures gouvernementales n'ont pas eu d'incidence importante à ce jour sur les revenus de la Société, puisque sa production a été maintenue et qu'elle est généralement sous contrat à des prix fixes et indexés avec d'importantes sociétés d'État.

Depuis le début des restrictions gouvernementales, les mesures sanitaires évoluent de façon constante dans les régions où Boralex exploite ses actifs et développe ses projets. Suivant les politiques de déconfinement applicables, des employés de la Société ont réintégré graduellement les différents bureaux et places d'affaires de la Société lorsque des allègements le permettaient en respectant les mesures indiquées par les diverses instances de santé publique. Pour l'instant, les projets de construction en cours se poursuivent comme prévu.

Enfin, différents paliers de gouvernements ont mentionné qu'ils avaient l'intention d'utiliser les énergies renouvelables dans leurs plans de relance respectifs.

France - Éventualité

Le 16 septembre 2016, la Société a complété l'acquisition d'un portefeuille d'environ 200 MW de projets éoliens en France et en Écosse dont un projet éolien situé en Bretagne (France), le projet **Moulins du Lohan** totalisant 51 MW. Les permis de construire avaient été obtenus en 2014 de l'administration du département du Morbihan (« Administration ») et la construction avait déjà débuté avant l'acquisition par la Société.

Le 14 avril 2017, des opposants au projet ont déposé une requête en référé suspension à l'encontre du projet afin d'en faire cesser la construction en attente d'une décision des tribunaux portant sur une demande d'annulation des permis délivrés par le Préfet du Morbihan. Depuis, la construction du projet a donc été interrompue dans le cadre de ces procédures de jugement au fond. Le 7 juillet 2017, le Tribunal administratif de Rennes a prononcé l'annulation des autorisations du projet des **Moulins du Lohan** sur la base de son appréciation subjective du risque d'atteinte des intérêts protégés par le Code de l'environnement. La Société a porté cette décision en appel. La Cour administrative d'appel de Nantes a rendu une décision favorable à Boralex le 5 mars 2019. En mai 2019, ces arrêts de la Cour administrative d'appel de Nantes ont fait l'objet de recours en cassation déposés par la Société pour la protection des paysages et de l'esthétique de la France. Une décision du Conseil d'État est attendue au cours de 2021.

Canada - Éventualités

Contenu local

En vertu des contrats de vente d'énergie conclus avec Hydro-Québec Distribution pour ses projets éoliens, les entités de projets de la Société doivent respecter certaines exigences de contenu régional quant aux coûts associés aux éoliennes du parc éolien (les « exigences de contenu régional ») et certaines exigences de contenu québécois quant aux coûts globaux du parc éolien (collectivement avec les exigences de contenu régional, les « exigences de contenu local »). Ces exigences sont applicables à tous les projets éoliens québécois ayant été construits par des entités de projets de la Société ou d'autres producteurs dans le cadre des appels d'offres conclus de 2005 à 2009. Le non-respect de ces exigences peut entraîner l'obligation de payer des pénalités en vertu de ces contrats de vente d'énergie.

En conformité avec les pratiques habituelles, dans les circonstances où le respect ou non des exigences de contenu local aux termes d'un contrat de vente d'énergie dépend principalement du respect par le manufacturier d'éoliennes, les projets québécois de Boralex avaient obtenu un engagement d'Enercon Canada inc. (« Enercon Canada ») à assumer le paiement des pénalités qui y seraient associées, le cas échéant. Les obligations d'Enercon Canada aux termes des contrats d'achat d'éoliennes font l'objet d'un cautionnement par sa société mère, Enercon GmbH. Il existe un différend entre Hydro-Québec, d'une part, et Enercon Canada et Enercon GmbH, d'autre part, notamment sur la méthodologie de calcul à appliquer pour établir le coût des éoliennes ou composantes d'éoliennes devant être utilisée pour déterminer la conformité des projets avec les exigences de contenu régional.

Le 18 avril 2019, dans le cadre de ce différend, Hydro-Québec a déposé devant la Cour supérieure du Québec une demande introductive d'instance contre Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. (une société en commandite exploitant le parc éolien **Le Plateau I**, dont la Société détenait indirectement 51 % des parts en circulation à l'époque et en détient 100 % depuis le 30 novembre 2020), Enercon Canada et Enercon GmbH visant la détermination de la méthodologie de calcul applicable et l'obtention de documents sous le contrôle d'Enercon Canada et Enercon GmbH. La demande vise également à condamner les défenderesses, in solidum, à payer à Hydro-Québec un montant de moins de 1 M\$, avec intérêts et indemnité additionnelle. Hydro-Québec précise que cette somme ne représente que la pénalité minimale, soit un écart d'un point de pourcentage entre les exigences de contenu régional et le contenu régional réellement atteint, et que cette somme est à parfaire, car elle considère que cet écart est plus important.

Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. a appelé en garantie Enercon Canada et Enercon GmbH en vertu du contrat d'achat de turbine et exige qu'Enercon Canada et Enercon GmbH assument le paiement des pénalités applicables. De plus, selon Enercon, Invenergy Wind Canada Development ULC ('Invenergy') n'aurait pas rempli ses obligations en vertu d'une entente séparée, ce qui constituait pour Enercon Canada un quiproquo quant à son engagement d'augmenter le contenu régional garanti à 51%. Dans les circonstances, Invenergy a fait une demande d'intervention volontaire en raison de cette allégation d'Enercon Canada. Afin de régler le dossier dans son entièreté, les actions seront réunies. En cas de défaut de paiement, Hydro-Québec Distribution pourrait tenter d'exercer son droit d'opérer compensation des pénalités, si applicable, à même les sommes payables à Énergie Éolienne Le Plateau S.E.C. pour l'énergie livrée par le parc éolien en question, ce qui affecterait les revenus perçus par ces parcs éoliens jusqu'à paiement complet par Enercon Canada et Enercon GmbH des pénalités. Il est à noter que les sommes qui seraient ainsi déduites par Hydro-Québec devront se limiter à un montant qui ne causerait pas un défaut de paiement en vertu de la convention de crédit du site. Sur la base de ces informations et à ce stade-ci du dossier, la Société n'est pas en mesure de déterminer l'issue éventuelle de ce litige ni d'estimer raisonnablement le montant des pénalités réclamées du fait de la nature préliminaire du dossier, mais elle est d'avis qu'il n'est pas probable qu'elle se voit imposer des pénalités importantes, le cas échéant, en vertu de ces contrats de vente d'énergie. En conséquence, aucune perte éventuelle n'a été comptabilisée à l'égard de cette éventualité dans les états consolidés des résultats.

Canada - DM I

Le 31 mars 2016, une demande d'autorisation d'action collective contre **DM I** et Hydro Québec a été accordée.

Les demandeurs soutiennent que le projet **DM I** : i) cause des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux pendant la période de construction et d'exploitation, notamment de la circulation, de la poussière, de la pollution, du bruit en continu, des vibrations et des effets stroboscopiques, la présence de lumières rouges clignotantes et visibles de leur habitation, des effets négatifs sur le paysage, des ombres mouvantes et des répercussions sur la santé, ii) des effets négatifs sur la valeur de leur propriété et iii) constitue une atteinte intentionnelle de leurs droits, y compris leur droit de propriété.

Les demandeurs, au nom des membres du groupe visé par l'action collective demandent i) des dommages compensatoires pour des troubles de voisinage dépassant les inconvénients normaux allégués, subis au cours de la période de construction et d'exploitation, ii) des dommages punitifs pour atteinte intentionnelle à leurs droits, ainsi que iii) la destruction de toutes les éoliennes déjà construites à moins de trois kilomètres d'une résidence. Quant aux réclamations découlant d'un éventuel jugement favorable aux demandeurs, elles pourraient être remboursées en tout ou en partie par les assureurs, selon leur nature, et en tenant compte des exclusions prévues à la police d'assurance. Sur la base de cette information, la Société évalue que le dénouement de cette action collective ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la situation financière de la Société. Par conséquent, aucune provision n'a été enregistrée à l'égard de cette éventualité.

Événement subséquent

Acquisition de participations dans sept parcs solaires aux États-Unis

Le 29 janvier 2021, Boralex a conclu l'acquisition de participations majoritaires dans un portefeuille de sept parcs solaires aux États-Unis qu'elle avait annoncée en décembre 2020, pour une contrepartie en espèce globale de 277 M\$ (216,5 M\$ US), sous réserve des ajustements prévus dans les conventions d'acquisition. La participation de la Société dans ces parcs en exploitation représente 209 MWac, alors que les participations acquises, représentent une puissance installée nette à Boralex de 118 MWac. Cinq de ces parcs sont situés dans l'état de la Californie, un est situé dans l'état de l'Alabama et un autre dans l'état de l'Indiana. Les actifs ont été mis en service entre 2014 et 2017 et bénéficient de contrats d'achat d'électricité à long terme qui viendront à échéance entre 2029 et 2046 avec une durée moyenne pondérée résiduelle de près de 21,5 ans. Au 31 décembre 2020, les frais de transaction s'élevaient à 3 M\$.

Également, en marge de l'acquisition, Boralex a clôturé un financement à long terme de 201 M\$ (145 M\$ US). Le taux d'intérêts sur le prêt est variable et basé sur le LIBOR, ajusté d'une marge. La Société a conclu un swap de taux d'intérêt pour ce prêt pour couvrir environ 90 % des flux d'intérêt anticipés. Compte tenu de ce swap, la portion fixée du taux sera de 2.51 %. Le prêt couvre environ 71 % du prix d'acquisition et sera amorti par versements trimestriels sur une période de 25 ans.

La Société est en train d'évaluer la juste valeur des actifs net acquis et elle publiera avec les résultats du premier trimestre de 2021, l'allocation préliminaire du prix d'achat.

Facteurs de risque

Le Conseil d'administration de la Société a approuvé une politique sur la gestion des risques en août 2019. Le cadre de la gestion des risques de la Société vise à identifier, évaluer et atténuer les principaux risques stratégiques, opérationnels, financiers et de conformité qui peuvent avoir un impact sur la réalisation des objectifs de la société. Dans le cadre du processus de gestion des risques, un registre des risques a été élaboré dans toute l'organisation grâce à des exercices continus d'identification et d'évaluation des risques. Les principaux risques sont examinés par le Comité de direction et sont présentés périodiquement au Comité d'audit.

La Société est soumise à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont décrits ci-dessous. Les risques évoqués ci-dessous ne constituent pas une liste exhaustive de toutes les expositions auxquelles Boralex est ou pourrait être confrontée. L'effet réel de tout événement sur l'activité de la Société pourrait être sensiblement différent de ce qui est prévu ou décrit ci-dessous.

Capacité de la Société à mettre en œuvre son plan stratégique

Afin de créer de la valeur pour ses actionnaires, la Société a un plan stratégique qui la guidera dans l'atteinte d'objectifs financiers au cours des prochaines années, notamment par la continuation des actions entreprises dans les secteurs à fort potentiel de croissance, mais également par la mise en place d'initiatives complémentaires dans une perspective de diversification et d'optimisation des activités, des sources de revenus et de la clientèle. La Société compte également atteindre des objectifs en matière de critères environnementaux, sociaux et de gouvernance.

La mise en œuvre du plan stratégique et des initiatives complémentaires exige une appréciation commerciale prudente et des ressources considérables. Toutefois, rien ne garantit le résultat de la mise en place du plan stratégique. Des changements dans la conjoncture économique, politique et réglementaire, et la concrétisation des risques décrits dans cette section pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'exécuter sa stratégie, ses résultats d'exploitation, ses activités d'exploitation et ses perspectives.

Risques inhérents au secteur et concurrence

La Société exerce actuellement ses activités dans le secteur de l'énergie renouvelable principalement au Canada, en France et aux États-Unis. Ce secteur d'activité subit la concurrence provenant de grands services publics ou de grands producteurs d'énergie indépendants. Boralex rivalise avec des sociétés qui parfois ont des ressources considérablement supérieures aux siennes, que ce soit financières ou autres, aux fins d'obtention de contrats de vente d'énergie, dans le cadre de l'évaluation de projets d'acquisitions ou de partenariats, ou dans le cadre 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 développement lui offrent.

Diversification sectorielle et géographique

La Société bénéficie d'une diversification sur les plans géographique et des modes de production d'énergie renouvelable. Cette diversification est reflétée dans les produits d'exploitation de l'entreprise et le BAIIA(A). 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 son secteur éolien.

Relations avec les parties intéressées

La Société conclut divers types d'ententes avec des communautés ou des partenaires en vue de développer ses projets. Certains de ces partenaires pourraient avoir ou développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux 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 et de consulter divers groupes de parties intéressées, y compris des propriétaires fonciers, des Premières Nations et des municipalités. 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 selon les délais et les échéanciers prévus.

Capacité à 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 caractéristiques 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 convoités.

Aménagement, développement, construction et conception

La Société participe à la construction et à l'aménagement de nouveaux sites de production d'électricité. Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir au cours de la construction de projets en développement, notamment en raison de retards pour l'obtention de permis, du désistement d'un fournisseur clé, de la hausse des prix de construction, de la modification des concepts d'ingénierie, de conflits de travail, des intempéries et de la disponibilité de financement. Même lorsqu'il est achevé, un site 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, en raison notamment d'une mauvaise performance des équipements. 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 conclus avec une contrepartie au début de l'étape de l'aménagement d'un projet pourraient permettre à celle-ci de résilier la convention ou de conserver la caution fournie à titre de dommages-intérêts fixés à l'avance si un projet n'entre pas en production commerciale ou n'atteint pas certains seuils de production aux dates stipulées, ou si la Société n'effectue pas certains paiements stipulés. Ainsi, un nouveau site 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 un de ces sites.

Acquisitions

La Société est d'avis que les acquisitions réalisées récemment et devant être réalisées présenteront des avantages pour la Société. Il est toutefois possible que la totalité ou certains des avantages prévus, incluant les avantages financiers et ceux faisant l'objet d'information financière prospective, ne se concrétisent pas, notamment selon les délais prévus par la direction de la Société. L'obtention de ces avantages tient à de nombreux facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la Société.

Il est par ailleurs possible que la Société n'ait pas détecté dans son contrôle préalable à la réalisation des acquisitions des responsabilités et des éventualités pour lesquelles la Société pourrait ne pas être indemnisée. Les découvertes de quelque responsabilité ou éventualité importante à l'égard des actions, des actifs ou des entreprises acquis pourraient avoir un effet défavorable important sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Finalement, l'intégration des actifs acquis ou devant être acquis dans le cadre des acquisitions de la Société pourrait représenter des défis considérables, et la direction de la Société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou sans devoir y investir des sommes importantes. Rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les actifs acquis ou devant être acquis aux termes de ces acquisitions ou de tirer pleinement parti de tous les avantages attendus des acquisitions.

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des centrales de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement et tout retard dans leur livraison pourraient nuire à la rentabilité future des centrales de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants rempliront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des contrats de vente d'énergie.

Approvisionnement en matières premières

L'exploitation de centrales thermiques, qui représente 2 % de la puissance totale installée au 24 février 2021, nécessite du carburant sous forme de résidus de bois ou de gaz naturel. S'il y a une interruption dans l'approvisionnement, la perte d'importants contrats d'approvisionnement, l'incapacité ou l'omission par un fournisseur de s'acquitter de ses engagements contractuels ou une fluctuation du prix des résidus de bois ou du gaz naturel destinés aux centrales de la Société, la capacité des centrales thermiques de produire de l'électricité ou d'en produire de manière rentable sera compromise. 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. À l'expiration ou à la résiliation des contrats d'approvisionnement en combustible, la Société devra soit les renégocier soit devoir obtenir du combustible d'autres fournisseurs. Rien ne garantit que la Société sera en mesure de renégocier ces contrats ou de conclure de nouveaux contrats selon des modalités semblables ou d'autres modalités souhaitables.

Épidémie de la COVID-19

La Société suit l'évolution de l'épidémie de la COVID-19. La mise en place des mesures sanitaires par les autorités pour réduire la contamination peut ralentir les activités de développement de nouveaux projets. Des interruptions aux activités courantes pourraient nuire à nos fournisseurs, ce qui en retour pourrait avoir une incidence sur les résultats d'exploitation de la Société. Si l'épidémie s'étendait encore davantage, cela pourrait influencer sur l'approvisionnement en matériel et en pièces de rechange, et la construction, l'exploitation et l'entretien des actifs de la Société pourraient être interrompus ou retardés, ce qui pourrait avoir une incidence néfaste sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Cependant, les gouvernements dans les pays où Boralex est présent privilégient le secteur des énergies renouvelables pour relancer l'économie, à la suite du ralentissement causé par la pandémie.

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 de plus par une volatilité du prix sur le marché au comptant, qui a une incidence, toutefois limitée, pour 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 l'hydraulicité 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 solaires de la Société est tributaire du vent et du soleil, qui varie naturellement. 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. Dans l'éolien, les variations de la ressource par rapport aux attentes à long terme peuvent aussi être considérables.

Les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens et solaires de la Société varieront. Même si la Société croit que les études sur les ressources et les données de production antérieures qui ont été recueillies démontrent que les sites sont économiquement viables, les données historiques et les prévisions techniques pourraient ne pas refléter avec exactitude la force et la constance des ressources dans l'avenir. Les changements climatiques pourraient affecter les tendances historiques des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et leur prévisibilité à long terme.

Si les ressources sont insuffisantes, les hypothèses sous-jacentes aux projections financières concernant le volume d'électricité devant être produit par les parcs d'énergie renouvelable pourraient ne pas être confirmées, ce qui pourrait avoir des effets négatifs importants sur les flux de trésorerie et la rentabilité de la Société.

Changements climatiques

Les changements climatiques pourraient provoquer des conditions météorologiques extrêmes comme des inondations, des sécheresses, le verglas et de forts vents, qui causeraient des variations imprévues aux ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires, et nuiraient à la production électrique, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société. Ils pourraient également affecter la consommation d'énergie.

Les changements climatiques pourraient causer des incendies ou des inondations qui menaceraient nos installations, ou l'accès à celles-ci.

Fonctionnement des centrales et défaillance d'équipement

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché ou à une erreur de conception, entre autres choses. 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 si la production d'électricité est interrompue pour d'autres raisons, cela aurait un effet défavorable sur la rentabilité de la Société.

Accessibilité et fiabilité des réseaux de transport d'électricité

La Société ne peut vendre de l'électricité que si elle a accès aux divers réseaux de transport d'électricité 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 l'électricité à ses diverses contreparties, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses résultats d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Sécurité des barrages

Les centrales hydroélectriques situées au Québec, qui représentent 2 % de la puissance totale installée au 31 décembre 2020, 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 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.

Un bris 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. L'amélioration de 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 la Société.

Contrats de vente d'énergie

La signature de nouveaux contrats de vente d'énergie est un facteur critique pour la stabilité des profits et de la trésorerie de la Société. L'obtention de nouveaux contrats de vente d'énergie comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. En effet, 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 en mesure de rivaliser efficacement avec ses concurrents à long terme, ni qu'elle soit choisie à titre de fournisseur d'énergie à la suite de tels processus, ni que les contrats de vente d'énergie actuels soient renouvelés, ni qu'ils le soient selon des modalités équivalentes à leur expiration.

Risques liés aux prix

Dans le Nord-Est des États-Unis et en France, une partie de l'électricité produite par la Société est vendue au prix du marché ou dans le cadre de contrats à court terme et, par conséquent, est assujettie aux fluctuations des prix de l'énergie. En outre, la Société prévoit qu'une puissance de 368 MW (15 % de la puissance installée nette) visée par des contrats expirant d'ici le 31 décembre 2025 pourrait être vendue aux prix du marché. En France, les taux stipulés dans les contrats de compléments de rémunération sont fixés en fonction des prix du marché de l'électricité, majorés d'une prime de rachat.

Le prix du marché de l'électricité dans des territoires individuels peut être volatil et peut être incontrôlable. Le prix de l'énergie varie selon l'offre, la demande et certains facteurs externes, dont les conditions météorologiques et le prix des autres ressources d'énergie. Par conséquent, le prix pourrait chuter drastiquement et être trop bas pour que les centrales génèrent un bénéfice d'exploitation. Dans une telle situation, les perspectives économiques des projets opérationnels de la Société qui dépendent, en tout ou en partie, des prix, ou des projets en développement dans lesquelles la Société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Si cet écart de prix se produit ou se maintient, il pourrait avoir une incidence négative sur les résultats financiers et les flux de trésorerie de la Société. Une réduction importante de ces prix pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la Société.

Défauts d'exécution des contreparties

La Société vend la majeure partie de son énergie à un nombre restreint de clients qui ont d'excellents antécédents en matière de solvabilité ou des cotes de crédit de qualité. Cependant, l'incapacité d'un ou plusieurs de ces clients de respecter leurs engagements aux termes de leurs contrats respectifs pourrait entraîner des pertes de revenu.

Si un client n'a pas de cote de crédit publiée, la Société atténue le risque de solvabilité en choisissant, en diversifiant les contreparties et en surveillant, régulièrement le risque de crédit et l'évolution de leur situation financière, en ayant recours à des contrats de négociation standards et en exigeant des garanties.

Capacité d'attirer et de fidéliser les membres de la direction, les employés clés et le personnel

Les membres de la direction et les autres employés clés de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. Le rendement ainsi que la croissance future de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de la direction. Le succès de la Société ne pourra se poursuivre que si celle-ci réussit à recruter et à maintenir à son service des dirigeants de talent et expérimentés, ou à identifier, former ou attirer une relève dans l'éventualité où des membres clés de la direction venaient à la quitter. Son incapacité à y parvenir pourrait avoir un effet défavorable important sur son entreprise, ses résultats d'exploitation, ses activités d'exploitation et ses perspectives.

Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité à attirer et fidéliser du personnel qualifié afin de répondre à ses besoins. En ce sens, la Société dépend de la nature concurrentielle du marché de l'emploi.

Financements supplémentaires et dettes

Les projets de la Société exigent des capitaux considérables. La Société s'attend à financer le développement futur et la construction de nouvelles installations, la croissance des projets en développement et des projets potentiels, ainsi que les autres dépenses en immobilisations à partir des flux de trésorerie provenant de ses activités d'exploitation, mais aussi en partie par des emprunts, l'émission ou la vente d'actions supplémentaires par la Société.

Dans la mesure où les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviendraient limitées, inaccessibles, ou selon des modalités raisonnables, 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.

Le niveau d'endettement de la Société pourrait avoir des conséquences importantes sur les actionnaires, notamment celles-ci : (i) la capacité de la Société d'obtenir du financement supplémentaire destiné au fonds de roulement, aux dépenses en immobilisations, aux acquisitions ou à d'autres projets d'aménagement dans l'avenir pourrait être limitée ; (ii) une partie importante des flux de trésorerie de la Société tirés des activités pourrait être affectée au paiement du capital et des intérêts sur la dette, réduisant ainsi les fonds disponibles pour les opérations futures ; et (iii) la Société pourrait être soumise à des frais d'intérêts plus élevés sur les emprunts à taux variables.

De plus, la participation des porteurs de titres de la Société pourrait être diluée, si le mode de financement retenu est l'émission d'actions supplémentaires de catégorie A de la Société.

Clauses restrictives

La Société a recours à une stratégie de financement par projet ou par groupe de projets pour maximiser son endettement. Les flux de trésorerie tirés de plusieurs centrales électriques sont subordonnés à des dettes de premier rang sur chaque projet. Ces mécanismes de financement sont habituellement garantis par les actifs des projets et des contrats, de même que par les participations de la Société dans les entités d'exploitation des projets.

La Société est assujettie à des restrictions financières et opérationnelles en raison de clauses restrictives prévues par les instruments régissant sa dette. Ces clauses restrictives empêchent ou limitent la flexibilité opérationnelle de la Société et pourraient limiter la capacité de la Société à obtenir du financement additionnel, à résister au ralentissement de ses activités et à tirer parti d'occasions d'affaires. De plus, la Société pourrait être tenue d'obtenir un financement par emprunt ou un financement par titres de capitaux propres supplémentaires selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société de faire croître son entreprise, d'acquiescer des projets ou d'autres actifs ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société.

La Société pourrait être en défaut de remboursement d'un prêt si elle ne s'acquiesce de ses engagements et de ses obligations ou si elle ne respecte pas les clauses financières et les autres clauses restrictives prévues par les instruments régissant ce prêt. Cette situation de défaut pourrait empêcher des distributions en espèces par les projets ou les entités d'exploitation des projets et faire en sorte que le prêteur pourrait réaliser sa garantie et, indirectement, faire perdre à la Société son droit de propriété ou de détention sur ces projets. Ces situations risqueraient d'avoir un effet défavorable important sur ses activités, ses résultats d'exploitation et sa situation financière.

Risques de liquidité liés aux instruments financiers dérivés

Des instruments financiers dérivés sont conclus par la Société avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme de gré à gré à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change. La Société utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

Taux d'intérêt et refinancement

Compte tenu de la stratégie de financement à haut levier utilisée par la Société, la fluctuation du taux d'intérêt est un facteur qui peut influencer de façon importante sa rentabilité. Lorsque le prêt est à la base à taux variable, afin de limiter l'effet attribuable à la variation des taux d'intérêt, la Société se procure simultanément des swaps de taux d'intérêt couvrant une part importante de l'emprunt correspondant. La proportion de couverture se situe généralement entre 75 % et 90 % des flux d'intérêts variables anticipés et la durée de l'instrument est généralement alignée avec la période d'amortissement des prêts, ce qui limite le risque lié à la variation des taux de référence au moment d'un refinancement. Au 31 décembre 2020, en excluant le crédit rotatif et la dette subordonnée et compte tenu de l'effet des swaps de taux d'intérêt en vigueur, seulement environ 13 % et 12 % de la dette totale est exposée à la fluctuation des taux d'intérêt en IFRS et selon le Combiné.

À l'avenir, une hausse marquée des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence sur les liquidités pouvant servir aux projets de la Société. En outre, le pouvoir de la Société de refinancer sa dette lorsque celle-ci est exigible est tributaire de la situation sur le marché des capitaux, qui varie au fil du temps. Dans le cas des projets gagnés par voie d'appel d'offres ou dans des programmes de *Feed-In-Tariff*, une hausse importante des taux pourrait réduire la rentabilité anticipée d'un projet sous les rendements requis par la Société. Pour les projets de plus grande envergure, la Société pourrait décider de se procurer des instruments financiers afin de protéger ce rendement durant la période de développement préalable à la clôture du financement du projet.

La capacité de refinancer, de renouveler ou de prolonger des instruments d'emprunt dépend des marchés financiers jusqu'au moment de leur échéance, ce qui peut influencer sur la disponibilité, le prix ou les modalités du financement de remplacement.

Risque de change

La Société génère des liquidités en devises étrangères dans le cadre de l'exploitation de ses installations situées en France et aux États-Unis. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport à ces devises. La Société mitige dans un premier temps le risque, car les revenus, les dépenses et les financements sont effectués dans la devise locale. Le risque se situe donc davantage sur le plan des liquidités résiduelles qui peuvent être distribuées à la société mère.

En France, dans ce contexte, compte tenu de l'importance du secteur et que Boralex paye maintenant un dividende en dollars canadiens, la Société a conclu des ventes à terme afin de protéger le taux de change sur une portion des distributions qu'elle anticipe rapatrier de l'Europe jusqu'en 2025. Des achats similaires seront ajoutés en fonction des liquidités générées. La Société détient également des swaps croisés sur taux d'intérêt et devises (mieux connu selon son appellation anglophone « Cross-Currency Swaps »). Ces dérivés procurent une couverture de l'investissement net de la Société en France puisqu'ils permettent de synthétiquement convertir en euros le financement émis au Canada pour investir dans ce pays. En plus de réduire le risque lié à la fluctuation des devises, ces instruments permettent aussi de bénéficier en partie des taux d'intérêt plus faibles qui sont en vigueur en Europe.

Aux États-Unis, en ce qui concerne les flux de trésorerie générés, la direction considère qu'ils ne représentent pas actuellement de risque significatif. Une stratégie de couverture pourrait être établie au moment opportun.

De plus, dans le cadre du développement de projets canadiens ou au Royaume-Uni, certains déboursés futurs pourront être en devises étrangères. Par exemple, les achats d'équipements au Canada sont en partie libellés en euros ou en dollars américains. 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.

Déclaration de dividendes

La déclaration de dividendes est assujettie à des restrictions réglementaires et à la 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 ; ou iii) qu'il lui serait possible de procurer un rendement supérieur à ses actionnaires en investissant le montant équivalent dans ses affaires courantes.

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 construction, la propriété et l'exploitation des actifs 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, 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 la Société. En outre, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, des enquêtes, des demandes de renseignements ou des poursuites civiles concernant des questions touchant la santé, la sécurité ou l'environnement. 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, économique et politique

La Société exerce principalement ses activités au Canada, en Europe et aux États-Unis. De plus, la Société évalue continuellement 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 et le soutien gouvernemental, les taxes, les impôts, les redevances, les droits, et le rapatriement des bénéfices, de même que le cours du taux de change, l'inflation 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, y compris la réglementation relative à l'environnement et à l'énergie, les incidences environnementales imprévues 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 tant municipaux, que provinciaux et fédéraux.

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 discrétionnaires 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 a 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. Si la Société se trouve dans l'impossibilité de renouveler ses permis existants ou d'obtenir de nouveaux permis, des dépenses en immobilisations seront alors requises afin de permettre l'exploitation à long terme, peut-être selon des bénéfices d'exploitation différents. En outre, des retards pourraient survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires aux projets d'énergie futurs.

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 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.

Assentiment collectif à l'égard des projets d'énergie renouvelable

La Société ne pourra trouver ou développer de nouveaux emplacements propices à la réalisation de projets d'énergie renouvelable que si elle obtient l'assentiment des intervenants locaux, y compris les communautés locales, les Premières Nations et les autres peuples autochtones. Le défaut d'obtenir l'assentiment requis des groupes sociaux à l'égard d'un projet pourrait empêcher le développement et la construction d'un projet potentiel, ce qui pourrait faire perdre à la Société toutes les sommes qu'elle a investies dans le projet et l'obliger à procéder à la radiation du projet. De plus, toute autre allégation de ces intervenants locaux liée à l'acceptation sociale de projets en exploitation ou de leur expansion pourrait avoir une incidence défavorable sur l'exploitation de sites existants et leurs résultats.

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 pertes financières, d'inconvénients, d'excédents de coûts de construction, de dommages liés à l'acceptabilité sociale des projets, au bruit, à la conformité environnementale, ainsi que des dommages matériels et des 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.

Systèmes informatiques et cybersécurité

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une défaillance des systèmes et des infrastructures de technologie de l'information aurait une incidence importante sur son exploitation.

Une cyberintrusion, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations des systèmes utilisés dans ses bureaux ou à ses centrales pourraient compromettre la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité des informations, gravement perturber les activités commerciales de production et de distribution d'énergie, ou diminuer les avantages concurrentiels. Ces attaques visant les systèmes informatiques de la Société pourraient causer des dépenses imprévues relatives à leur enquête, aux réparations des violations de sécurité ou aux dommages au système, entraîner des litiges, des amendes, des mesures correctives ou un examen réglementaire accru, et nuire à la réputation de la Société. Une violation des mesures de sécurité des données ou de cybersécurité pourrait donc avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les sites de production et les activités de la Société s'exposent à des dommages et à 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 produire 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 un site appartenant à un tiers auquel l'actif de transport est raccordé pourraient souffrir des effets des mauvaises conditions climatiques, 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 pourraient 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 qu'elles 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.

Atteinte à la réputation

La réputation de la Société auprès de ses parties intéressées, des dirigeants politiques, des médias ou autre pourrait être entachée à la suite de décisions d'affaires prises par ses dirigeants, d'événements ou de changements. Tous les risques cités précédemment peuvent également avoir une incidence sur la réputation de la Société.

Facteurs 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 critiques 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.

Valeur recouvrable - Dépréciation des actifs

Annuellement au 31 août, la direction procède à un test de dépréciation de ses UGT et groupes d'UGT relatifs aux actifs incorporels à durée d'utilité infinie et au *Goodwill*. De plus, à chaque date de clôture, lorsqu'un indice de dépréciation survient, la Société doit procéder à un test de dépréciation des actifs à durée d'utilité déterminée et infinie et du *Goodwill*. Le but de ces tests est de déterminer si la valeur comptable des actifs est recouvrable. La valeur recouvrable est établie à partir des flux de trésorerie projetés sur la durée des projets et actualisés à des taux 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 diverses estimations critiques comme la production anticipée, les bénéfices, les charges ainsi que les taux d'actualisation. Les tests de dépréciation requièrent l'utilisation de plusieurs hypothèses établies à partir des meilleures estimations de la direction dont notamment les taux d'actualisation et la production anticipée. En ce qui concerne la valorisation des instruments financiers de niveau 3, la Société utilise des techniques d'évaluation pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de sortie.

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.

Production anticipée

Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation. Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines; dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; pour l'énergie solaire, l'ensoleillement historique, la technologie des panneaux et leur dégradation prévue. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la production moyenne à long terme estimée.

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

La direction évalue la charge d'amortissement 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 de la durée d'utilité fait l'objet d'une révision annuelle dans le cadre de laquelle les effets de tout changement sont comptabilisés de manière prospective.

Obligations locatives

Les obligations locatives sont calculées par l'actualisation des paiements de loyer futurs sur la durée du bail. Pour ce faire, la direction doit notamment estimer les taux d'actualisation et la durée des baux en tenant compte des options de renouvellement et de terminaison applicables.

Passif relatif au démantèlement

Les coûts de restauration futurs, exigés soit par entente contractuelle, soit 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 actualisés prévus pour chaque actif concerné. Les estimations dépendent notamment des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures de remise en état et de restauration et des taux d'actualisation. 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 20 des présents états financiers explique plus en détail ces bases de calcul et les estimations utilisées.

Juste valeur des regroupements d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'hypothèses critiques 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, telle que la méthode des flux de trésorerie actualisés, tenant compte d'hypothèses critiques comme la production anticipée, les bénéfices, les charges et le 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 aient pu se déprécier. Le cas échéant, la Société procède à un test de dépréciation de ces UGT et groupes d'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 la conjoncture économique, les changements dans le degré ou le mode d'utilisation de l'actif, une performance économique de l'actif inférieure à celle attendue ou une variation importante 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, soit les projets sécurisés de son portefeuille de projets. 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 a 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.

Regroupement d'entreprises ou acquisitions d'actifs

Lors de l'acquisition d'un projet en développement, la direction doit utiliser son jugement pour déterminer si la transaction constitue un regroupement d'entreprises selon la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » ou une acquisition d'actifs. La direction évalue qu'une transaction est définie comme un regroupement d'entreprises lorsqu'un projet en développement acquis a franchi les étapes déterminantes visant l'obtention de ses permis de construction, de son financement et d'un contrat de vente d'énergie. La direction doit également utiliser son jugement pour déterminer le montant de contrepartie conditionnelle à comptabiliser dans le cadre de la répartition finale d'un regroupement d'entreprises. La direction évalue selon les clauses des contrats les montants futurs à verser au vendeur en fonction de la probabilité de réalisation des étapes à rencontrer pour le paiement de celles-ci.

Consolidation

Une part de jugement importante est requise pour évaluer si la structure de certaines participations représente un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur les activités de l'entreprise. L'évaluation de la direction du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise a une incidence significative sur le traitement comptable requis pour notre participation dans celle-ci. La direction doit porter un jugement important sur le pouvoir qu'elle détient sur les activités pertinentes d'une entité.

Normes comptables

Changement d'estimation comptable

Révision de durée de vie de certaines composantes des sites éoliens

La direction a réévalué la durée de vie de certaines composantes pour les sites éoliens qui ont des tours en béton. À partir du 1^{er} octobre 2020, la durée de vie estimée de la plupart des composantes sera de 30 ans. Ce changement de période d'amortissement reflète la meilleure estimation de la direction de la Société en considérant de récents rapports d'expertise obtenus qui supportent cette révision de durée de vie estimée, et ce, en se basant sur les conditions actuelles des actifs éoliens. Ce changement d'estimation comptable prospectif se traduit par une diminution de la dépense d'amortissement de 2 M\$ et par un impact négligeable sur la quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées, le tout donnant lieu à une hausse de 2 M\$ du résultat net avant impôts pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

En 2021, la réduction de la dépense d'amortissement sera d'environ 13 M\$ et la quote-part des profits des Coentreprises et entreprises associées augmentera d'environ 1 M\$ pour un impact total de 14 M\$ sur le résultat net avant impôts de la Société.

Modifications de méthodes comptables

IFRS 3, Regroupement d'entreprises

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à la définition d'une entreprise dans l'IFRS 3, « *Regroupement d'entreprises* ». Ces modifications visent à aider les sociétés à déterminer si une transaction doit être comptabilisée comme un regroupement d'entreprises ou un groupe d'actifs. Les modifications s'appliquent de manière prospective aux acquisitions réalisées au cours des exercices ouverts à partir de sa mise en application. Ces modifications sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020, date à laquelle la Société a adopté cette norme.

IAS 1, Présentation des états financiers et IAS 8, Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, « *Présentation des états financiers* », et à l'IAS 8, « *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* », afin d'uniformiser la définition du terme « significatif » dans l'ensemble des normes et de clarifier certains aspects de la définition. Ces modifications visent à accroître l'efficacité de la communication dans les états financiers en favorisant une meilleure compréhension des dispositions actuelles et ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les jugements portés par l'entité à propos du caractère « significatif » de montants. Les modifications s'appliquent de manière prospective pour les exercices ouverts à partir de sa mise en application. Ces modifications sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020, date à laquelle la Société a adopté cette norme et ce changement n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

Cadre conceptuel de l'information financière

En mars 2018, l'IASB a publié un ensemble complet de concepts de l'information financière : le Cadre conceptuel de l'information financière (« *Cadre conceptuel* ») révisé, qui remplace la version précédente. Il permet aux sociétés d'élaborer des méthodes comptables lorsqu'aucune norme IFRS s'applique à une transaction en particulier et aide de façon plus générale les parties prenantes à mieux comprendre les normes. Ces modifications sont entrées en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020, date à laquelle la Société a adopté le nouveau cadre et ce changement n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la Société.

IFRS 16 - Contrats de location

En réaction à la pandémie de COVID-19, l'IASB a publié des modifications à l'IFRS 16, « Contrats de location » afin de permettre aux sociétés de ne pas considérer les allègements de loyer reçus liés à la pandémie à titre de modifications de contrats sous réserve de certaines conditions. Au cours de l'exercice, 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 considérant qu'aucun allègement de ce type n'a été reçu.

Modifications futures de méthodes comptables

Modifications à l'IAS 39, l'IFRS 9 et l'IFRS 7 (Réforme des taux d'intérêt de référence – phase 2)

En août 2020, l'IASB a publié le document Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2, qui modifie IFRS 9 « Instruments financiers », IAS 39 « Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation », IFRS 7 « Instruments financiers : Informations à fournir », IFRS 4 « Contrats d'assurances », et IFRS 16 « Contrats de location ». Les modifications comprises dans la phase 2 abordent des questions qui pourraient avoir une incidence sur l'information financière à la suite de la réforme d'un taux d'intérêt de référence, notamment son remplacement par des taux de référence alternatifs. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 et mettent en évidence les questions qui pourraient avoir une incidence sur l'information financière au moment de la réforme d'un taux d'intérêt de référence, notamment l'incidence des changements sur les flux de trésorerie contractuels ou sur les relations de couverture découlant du remplacement d'un taux d'intérêt de référence par un taux de référence alternatif (questions concomitantes de remplacement). Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2021. La Société évalue actuellement l'étendue de l'incidence de cette modification sur les états financiers de la Société.

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 CPCI 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 CIIF a également été conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière présentée est fiable et que les états financiers ont été établis conformément aux IFRS.

Le chef de la direction et le chef de la direction financière ont évalué l'efficacité des CPCI de Boralex en date du 31 décembre 2020, ainsi que l'efficacité du processus de CIIF de Boralex à cette même date et en ont conclu qu'ils étaient efficaces.

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2020, il n'y a eu aucune modification du CIIF ayant eu une incidence importante ou susceptible d'avoir une incidence sur le CIIF.