

Brookfield Renewable Energy Partners L.P.

RAPPORT ANNUEL

2014

TABLE DES MATIÈRES

Lettre aux actionnaires	1
Production et revue financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2014	14
Production et revue financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2013	22
Analyse des états financiers consolidés et autres informations	29
États financiers consolidés audités au 31 décembre 2014 et pour l'exercice clos à cette date	73

NOS ACTIVITÉS

En 2014, nous exploitons nos installations grâce à des centres d'exploitation régionaux situés aux États-Unis, au Canada, au Brésil et en Europe, qui nous ont permis de nous concentrer sur le maintien et l'appréciation de la valeur de nos actifs tout en cultivant des relations positives avec les parties prenantes locales. Nous détenons et gérons 204 centrales hydroélectriques, 28 installations éoliennes et 2 installations alimentées au gaz naturel. Dans l'ensemble, les actifs que nous détenons ou gérons représentent une puissance installée totale de 6 707 mégawatts (« MW ») et une production annuelle de 23 742 gigawattheures (« GWh ») selon des moyennes à long terme. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 décembre 2014 :

	Réseaux hydro- graphiques	Installations	Unités de production	Puissance ¹ (MW)	MLT ^{1, 2} (GWh)	Stockage (GWh)
Hydroélectricité						
États-Unis ³	30	136	421	3 191	11 464	3 582
Canada ³	19	33	73	1 361	5 184	1 261
Brésil ⁴	23	35	75	670	3 614	s. o.
	72	204	569	5 222	20 262	4 843
Énergie éolienne						
États-Unis	-	8	724	538	1 394	-
Canada	-	3	220	406	1 197	-
Europe		17	171	326	837	
	-	28	1 115	1 270	3 428	-
Divers	-	2	6	215	52	-
	72	234	1 690	6 707	23 742	4 843

¹⁾ Comprend la totalité de la puissance et de la production provenant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ La moyenne à long terme (« MLT ») est calculée sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

³⁾ La MLT des actifs hydroélectriques correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques, laquelle couvre habituellement 30 ans.

⁴⁾ Les centrales hydroélectriques du Brésil sont encadrées de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'exploitation pour chaque trimestre au 31 décembre 2014 :

PRODUCTION (GWh) ^{1, 2}	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
États-Unis ³	3 193	3 276	2 199	2 796	11 464
Canada ³	1 241	1 492	1 233	1 218	5 184
Brésil ⁴	929	898	887	900	3 614
	5 363	5 666	4 319	4 914	20 262
Énergie éolienne					
États-Unis	311	468	341	274	1 394
Canada	324	292	238	343	1 197
Europe	256	183	163	235	837
	891	943	742	852	3 428
Divers	10	6	32	4	52
Total	6 264	6 615	5 093	5 770	23 742

¹⁾ Comprend la totalité de la puissance et de la production provenant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ La MLT est calculée sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

³⁾ La MLT des actifs hydroélectriques correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques, laquelle couvre habituellement 30 ans.

⁴⁾ Les centrales hydroélectriques du Brésil sont encadrées de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

Énoncé concernant les énoncés prospectifs et les mesures non conformes aux IFRS

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport annuel, dans d'autres documents déposés de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») ou dans d'autres communications auprès d'organismes de réglementation canadiens. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs ». Dans le présent rapport annuel, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport annuel, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse www.brookfieldrenewable.com, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

LETTRE AUX ACTIONNAIRES

Nous sommes fiers d'avoir fait croître Brookfield Renewable au cours des 15 dernières années et de l'avoir transformée en l'une des entreprises axées uniquement sur l'énergie renouvelable les plus importantes et expérimentées du monde. Nos plus de 1 300 professionnels talentueux se sont engagés à gérer et à optimiser au quotidien la valeur de notre portefeuille. Et c'est grâce à leurs efforts que nous avons connu une autre année fructueuse dans l'ensemble de nos opérations : ils ont assuré la fiabilité et la performance de nos actifs, réalisé des projets conformément à l'étendue, au calendrier et au budget, incarné nos principes fondamentaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, et relevé les défis quotidiens posés par l'exploitation d'une entreprise d'envergure mondiale ayant des actifs de 20 milliards \$ et comptant plus de 230 installations sur trois continents.

Notre stratégie consiste à capitaliser sur notre plateforme d'exploitation intégrée en vue de fournir à nos actionnaires des flux de trésorerie stables et de haute qualité et de générer des rendements exceptionnels à long terme. Notre approche en matière de création de valeur est principalement axée sur les éléments suivants : 1) commercialiser notre énergie de sorte à profiter de la montée des prix et des cycles; 2) faire progresser notre réserve de développement de haute qualité et construire des actifs procurant des rendements supérieurs; et 3) faire croître les marges et réduire le risque opérationnel grâce à une solide expertise interne en hydroélectricité et en énergie éolienne. Cette expertise nous permet d'être confiants que nous pourrions continuer de faire croître les flux de trésorerie et de hausser les distributions régulièrement.

Nos réalisations de 2014 témoignent de cette stratégie, et nous croyons que nous serons en mesure d'augmenter les distributions à l'intérieur de la fourchette que nous avons déclarée. Nous continuons de nous concentrer sur la génération de rendements totaux pour les actionnaires de 12 % à 15 % au fil du temps et, comme l'indique notre feuille de route ci-dessous, cet objectif est conforme à notre performance des 15 dernières années.

Rendement total	1 an	3 ans	5 ans	15 ans (depuis la création)
BEP.UN (TSX)	35 %	15 %	19 %	16 %
BEP (NYSE)	24 %	-	-	-

Bâtir une organisation en exploitation solide

Nous avons généré un BAIIA ajusté de 1,2 milliard \$ et des fonds provenant des activités de 560 millions \$ en 2014, ce qui est conforme à nos plans annuels mais inférieur à l'exercice précédent, qui avait bénéficié tant de la vigoureuse production que des contrats à prix plus élevés. Les actifs nouvellement ajoutés, les prix vigoureux sur certains marchés et les efforts de réduction des coûts en Amérique du Nord et au Brésil ont permis d'atténuer les conditions hydrologiques moins favorables qu'a dû affronter notre parc des États-Unis et la suspension des activités de notre installation alimentée au gaz naturel en Ontario. Nous avons continué de générer des flux de trésorerie significatifs pour financer nos activités, nos initiatives de croissance et nos activités de développement. Nous continuerons d'investir dans nos actifs afin de maintenir leur fiabilité élevée, et nous sommes en bonne position pour bénéficier de nos acquisitions récentes et des installations nouvellement mises en service en 2015.

Au fil de notre croissance significative des dernières années, nous avons travaillé activement à renforcer l'organisation et à faire en sorte que nous ayons en place les systèmes, la structure et la culture nécessaires pour atteindre nos objectifs. Grâce au regroupement des entreprises en trois plateformes continentales (Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe), nous bénéficions d'une solide direction locale et d'une responsabilisation claire pour les activités ainsi que de l'identification de nouveaux actifs, de la réalisation de leur acquisition ou de leur construction et de leur intégration dans leurs régions respectives.

En outre, la planification de la relève a été un point de mire clé au sein de l'organisation pendant la dernière année. Nos plans de relève et de continuité sont très avancés dans tous les secteurs clés de l'organisation, y compris les opérations, les finances, les services juridiques et le développement des affaires. La nomination de Sachin Shah à titre de président et chef de l'exploitation et celle de Nicholas (Nick) Goodman à titre de chef de la direction des finances sont deux changements particulièrement notables au sein de Brookfield Renewable.

Faire progresser notre réserve de développement

Nous avons réalisé des projets de développement d'environ 400 millions \$ conformément au plan en 2014, et avons continué de faire progresser notre réserve de développement, l'objectif étant de mettre en service de nouveaux projets d'une puissance totalisant de 500 mégawatts à 750 mégawatts au cours des cinq prochaines années.

Au début de l'exercice, nous avons mis en service un projet hydroélectrique de 45 mégawatts en Colombie-Britannique. Plus récemment, le projet Knockacummer, d'une puissance de 88 mégawatts, et le projet Killhills, d'une puissance de 37 mégawatts, deux projets éoliens en Irlande, ont été menés presque à terme; ils génèrent maintenant des produits en vertu de contrats à long terme. Le début des activités commerciales du projet Glentane 2, d'une puissance de 12 mégawatts, demeure prévu pour le deuxième trimestre de 2015. Au Brésil, la construction du projet hydroélectrique Serra dos Cavalinhos I, d'une puissance de 25 mégawatts, progresse conformément au plan.

En plus d'acquérir des actifs et des portefeuilles en exploitation, nous élargissons stratégiquement notre réserve de développement en acquérant des projets d'énergie renouvelable auprès d'autres développeurs. Nous avons récemment conclu une entente en vue d'acquérir deux projets de développement hydroélectrique à un stade avancé d'une puissance totalisant 47 mégawatts et situés sur la rivière Verde, dans l'État de Mato Grosso do Sul, au Brésil. Ces projets détiennent tous les permis requis pour amorcer la construction, qui devrait commencer en 2015. Si l'on ajoute ces projets à deux autres projets compris dans notre réserve, nous disposons du potentiel requis pour commencer la construction d'installations hydroélectriques d'une puissance totale de 90 mégawatts au Brésil en 2015.

Initiatives de croissance

De concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons investi ou engagé des capitaux de plus de 3 milliards \$ dans de nouvelles acquisitions en 2014. Ces dernières comprennent des acquisitions transformatrices de plus de 800 mégawatts en Irlande et au Brésil. L'acquisition en juin 2014 d'un portefeuille éolien en Irlande, notre première acquisition en Europe, nous procure des assises solides pour l'établissement d'une entreprise d'énergie renouvelable évolutive sur ce continent. Plus récemment,

nous avons conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille diversifié de 488 mégawatts au Brésil, qui élargit considérablement notre puissance en exploitation dans ce pays. Cette transaction, dont la clôture devrait avoir lieu au premier trimestre de 2015, ajoutera deux nouvelles technologies à notre portefeuille d'Amérique latine, l'éolien et la biomasse, ainsi que des possibilités supplémentaires d'expansion future.

En Amérique du Nord, nous avons continué de mettre en œuvre notre stratégie de croissance fondée sur des actifs de haute qualité qui offrent également une option en cas de montée des prix de l'électricité. Au cours de l'exercice, nous avons acquis des actifs hydroélectriques d'une puissance de plus de 500 mégawatts aux États-Unis, dont l'installation Safe Harbor, d'une puissance de 417 mégawatts, la deuxième centrale hydroélectrique privée en importance du pays. Ces actifs sont situés dans les marchés du nord-est, où les prix de l'énergie sont sur le point d'augmenter par suite de l'amélioration graduelle des éléments économiques fondamentaux, du retrait important d'installations alimentées au charbon et des solides normes pour les portefeuilles d'énergie renouvelable. Actuellement, c'est environ la moitié de notre portefeuille qui se trouve aux États-Unis, pays qui, selon nous, devrait offrir des occasions considérables de croissance continue.

Des perspectives solides

En Amérique du Nord, les prix de l'énergie sont actuellement bien en deçà des niveaux pouvant être maintenus à long terme alors que, au Brésil, des années de sous-investissement ont contribué aux conditions très serrées qui ont cours sur les marchés énergétiques et à la conscience croissante du fait qu'une nouvelle offre est nécessaire pour répondre aux besoins actuels et futurs. Les possibilités d'investissement en Europe demeurent attrayantes, comme en témoigne la hausse récente des objectifs à long terme de l'UE, qui porte à 40 % la réduction des émissions de dioxyde de carbone et à 27 % la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique d'ici 2030. Nous sommes activement à la recherche d'occasions de croissance sur un certain nombre de marchés de l'Europe de l'Ouest qui pourraient contribuer à une expansion et diversification significatives de notre plus récente plateforme.

Nous avons mobilisé des capitaux de 3,5 milliards \$ afin de financer la croissance, de refinancer des emprunts existants arrivant à échéance et d'optimiser notre structure de capital. À la fin de l'exercice, nos liquidités s'élevaient à 1,0 milliard \$, et notre capacité à maintenir des plateformes de capitalisation et de financement vigoureuses continue de jouer un rôle intégral dans notre succès.

Nous sommes en bonne position pour créer une valeur significative pour les actionnaires dans les années à venir, et nous croyons que notre envergure nous permettra de répartir nos capitaux entre nos principaux marchés de manière opportuniste. Nos activités intégrées nous permettront de faire émerger de la valeur au sein de multiples technologies en intégrant efficacement les nouveaux actifs, en faisant progresser notre réserve de développement, en faisant croître nos marges de flux de trésorerie et en rehaussant constamment les caractéristiques d'exploitation de notre portefeuille. Les activités de base sont très stables du fait de leurs actifs de longue durée, essentiellement sous contrat, alors qu'une partie prudente de nos produits est positionnée de sorte à bénéficier d'une montée des prix au fil du temps et d'un potentiel d'accroissement significatif par action.

En matière d'exécution de notre stratégie, notre feuille de route est bien garnie et couverte de succès, et cela nous a permis de faire constamment croître nos distributions. À la lumière de nos réalisations de 2014 et de notre solide profil de flux de trésorerie, nous annonçons une hausse de notre distribution

annualisée pour la porter à 1,66 \$ par unité, ce qui représente une hausse de 7 % par rapport à 2014 et cadre avec notre cible de croissance des distributions, qui s'étend de 5 % à 9 % par année.

Pour conclure, je tiens à remercier sincèrement nos employés, administrateurs, actionnaires et partenaires d'affaires pour leur contribution à notre succès. Nous attendons avec beaucoup d'intérêt les occasions qui se présenteront à nous en 2015, et vous remercions de votre appui constant.

Cordialement,

Le chef de la direction

A handwritten signature in black ink, reading "Richard Legault". The signature is fluid and cursive, with the first name "Richard" and last name "Legault" clearly distinguishable.

Richard Legault

Le 6 février 2015

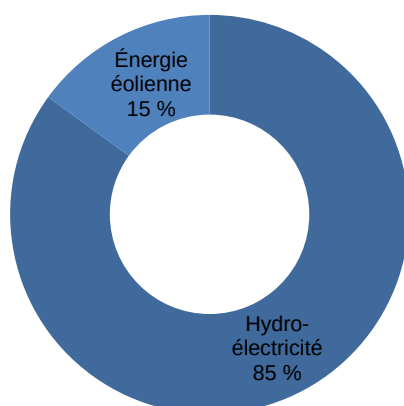
NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») est la propriétaire et l'exploitante d'un portefeuille diversifié d'actifs de haute qualité produisant de l'électricité à partir de ressources renouvelables.

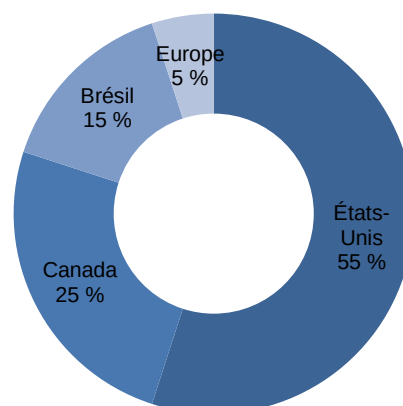
Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour repérer et acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de grande qualité dont la valeur est intéressante, à financer ces acquisitions à long terme et à faible risque, puis à accroître les flux de trésorerie et les valeurs de ces actifs grâce à nos équipes d'exploitation chevronnées afin de dégager des rendements à long terme durables et attrayants dans l'intérêt de nos porteurs de parts.

Une des plus importantes plateformes cotées axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Nous détenons l'un des plus importants portefeuilles du monde cotés en Bourse axés uniquement sur l'énergie renouvelable, regroupant des actifs totalisant environ 20 milliards \$, une puissance installée de 6 707 MW et une production moyenne à long terme provenant des actifs en exploitation de 23 742 GWh. Notre portefeuille se compose de 204 centrales hydroélectriques installées sur 72 réseaux hydrographiques et de 28 parcs éoliens. Il s'étend sur 13 marchés de l'énergie aux États-Unis, au Canada, au Brésil et en Europe.

Production par technologie



Production par marché



Accent sur la catégorie attrayante des actifs hydroélectriques. Nos actifs, à prédominance hydroélectrique, représentent l'un des modes de production d'énergie à plus longue durée de vie et au coût le plus faible, en plus d'être écoresponsables. Nos actifs en Amérique du Nord peuvent stocker de l'eau dans des réservoirs, à raison d'environ 29 % de leur production moyenne à long terme annualisée. Nos actifs au Brésil bénéficient d'un cadre national qui permet de répartir le risque lié à la production entre les producteurs hydroélectriques. La capacité de stockage de l'eau dans des réservoirs en Amérique du Nord et le nivellement de la production au Brésil offrent une protection partielle contre les variations à court terme de l'approvisionnement en eau. En raison de notre envergure et de la qualité de nos actifs, nous sommes en bonne position concurrentielle comparativement aux autres plateformes d'énergie renouvelable cotées en Bourse, ce qui procure une importante valeur de rareté aux investisseurs.

Bien positionnée pour un mandat de croissance à l'échelle mondiale. Nous avons un fort potentiel de croissance interne grâce à un portefeuille de projets de développement d'environ 2 000 MW, répartis dans chaque territoire où nous exerçons déjà nos activités, ainsi que la capacité d'atteindre une efficience au chapitre de l'exploitation et la possibilité de hausser les prix de l'énergie pour la tranche du portefeuille s'appuyant sur le marché. Notre forte capacité à faire des acquisitions vient appuyer notre croissance interne. Au cours des 10 dernières années, nous avons fait l'acquisition ou la mise en service d'environ 80 actifs hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 2 600 MW et de 28 actifs éoliens d'une puissance totale de 1 270 MW. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous avons fait l'acquisition d'actifs hydroélectriques et d'actifs éoliens, ou en avons mis en service, d'une puissance installée de respectivement 547 MW et 326 MW. Notre capacité d'acquérir et d'aménager des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets, notre relation stratégique avec Brookfield Asset Management et notre solide profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait par le passé, et continuerons à le faire, l'acquisition ou le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield Asset Management.

Profil de distribution attrayant. Nous prévoyons que notre stratégie générera des flux de trésorerie prévisibles et très stables, provenant principalement d'actifs hydroélectriques de longue durée, assurant un profil de distribution attrayant. Nous visons un ratio de distribution des fonds provenant des activités d'environ 60 % à 70 % et avons annoncé au troisième trimestre de 2014 une hausse de la fourchette cible de notre taux de croissance des distributions à long terme, soit une fourchette de 5 % à 9 % par année.

Flux de trésorerie stables et de grande qualité ayant une valeur à long terme attrayante pour les porteurs de parts de la société en commandite. Nous comptons maintenir des flux de trésorerie hautement stables et prévisibles, provenant d'un portefeuille diversifié d'actifs hydroélectriques et éoliens de longue durée et à faibles coûts d'exploitation qui vendent de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 85 % de notre production de 2015 est vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité à des organismes publics d'électricité, à des services publics responsables de l'approvisionnement, à des utilisateurs industriels ou à des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management. Les conventions d'achat d'électricité portant sur nos actifs ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 18 ans, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide. Grâce à des actifs totalisant environ 20 milliards \$ et à un profil d'endettement prudent, notre ratio d'endettement consolidé est de 40 %. Notre situation de liquidité demeure solide avec environ 1,0 milliard \$ comprenant la trésorerie et les tranches disponibles des lignes de crédit. Environ 78 % de nos emprunts sont sans recours à l'égard de Brookfield Renewable. Les emprunts de la société et ceux des filiales ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement sept et dix ans.

Rapport de gestion

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014

FAITS SAILLANTS DE 2014

Résultats d'exploitation

La production totale du portefeuille s'est élevée à 22 548 GWh et se compare à la production moyenne à long terme de 23 296 GWh et à la production totale de 22 222 GWh pour l'exercice précédent. Les produits ont totalisé 1 704 millions \$ comparativement à 1 706 millions \$ pour l'exercice précédent. Le résultat net a atteint 203 millions \$ en regard de 215 millions \$ pour l'exercice précédent.

Installations existantes

- L'ensemble de la production des portefeuilles hydroélectriques américains et canadiens s'est élevé à 129 GWh, soit une hausse par rapport à la MLT, mais une baisse de 696 GWh par rapport à l'exercice précédent au cours duquel les conditions hydrologiques ont été particulièrement solides. Le retour à une certaine normalité des niveaux hydrologiques en Amérique du Nord est un important élément de la variation sur 12 mois. Nous avons bien géré nos actifs et n'avons subi aucun arrêt imprévu important malgré un hiver très froid et une fonte printanière tardive accompagnée de plusieurs incidents de débits abondants.
- La production du portefeuille hydroélectrique du Brésil a été de 8 % inférieure aux niveaux assurés en raison des conditions de sécheresse dont l'incidence a été en partie atténuée par la participation au programme d'équilibrage hydrologique. Les options du portefeuille nous ont permis de tirer parti d'un contexte de prix de l'énergie à la hausse. Nous avons conclu des contrats de trois à cinq ans visant 567 GWh à des prix s'échelonnant de 190 R \$ par MWh à 270 R \$ par MWh, soit bien au-dessus des contrats actuels venant à échéance à court terme.
- Le portefeuille éolien a maintenu un taux de disponibilité élevé tout au long de l'exercice, malgré un régime de vents plus faible. La production s'est établie à 345 GWh, soit en baisse de 35 GWh par rapport à la MLT et en baisse par rapport à la production de l'exercice précédent.

Croissance des actifs

- La production de 1 712 GWh des installations hydroélectriques et des installations éoliennes acquises ou mises en service au cours de l'exercice s'est traduite par des produits de 112 millions \$, y compris la contribution de deux projets de développement presque achevés en Irlande.
- L'apport pour un exercice complet des installations hydroélectriques et éoliennes acquises en 2013 a entraîné une production et des produits supplémentaires de respectivement 248 GWh et 39 millions \$.
- La croissance a été favorisée par le profil commercial de certains de nos actifs récemment acquis pour tirer parti des prix solides de l'énergie et de la puissance.

Le BAIIA ajusté s'est établi à 1 216 millions \$ comparativement à 1 208 millions \$ pour l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités se sont élevés à 560 millions \$ en regard de 594 millions \$ pour l'exercice précédent.

Croissance et développement

Un total de 828 MW de production d'énergie renouvelable a été acquis et 45 MW ont été mis en service en 2014. Des projets de développement éoliens visant 125 MW additionnels sont presque achevés et la construction de deux autres projets de développement de 37 MW a débuté.

Regroupements d'entreprises

Les acquisitions suivantes ont été conclues avec des partenaires institutionnels :

- Une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie, dont la production annuelle devrait être de 1 129 GWh
- Un portefeuille éolien de 326 MW en Irlande, dont la production annuelle devrait atteindre 837 GWh
- Un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 70 MW dans l'État du Maine, dont la production annuelle devrait s'élever à 372 GWh
- La participation restante de 50 % dans une centrale hydroélectrique de 30 MW en Californie, dont la production annuelle devrait s'établir à 80 GWh

Brookfield Renewable conserve une participation de 40 % dans les installations en Pennsylvanie, dans l'État du Maine et en Irlande et de 22 % dans la centrale en Californie.

La conclusion d'une entente pour acquérir un portefeuille de 488 MW au Brésil comprenant une capacité de production hydroélectrique, éolienne et à partir de la biomasse. Le portefeuille devrait produire 2 100 GWh par année. Les transactions devraient se conclure au premier semestre de 2015 et sont assujetties à l'approbation des organismes de réglementation et aux conditions de clôture. Nous avons aussi conclu une entente en vue d'acquérir deux projets de développement hydroélectriques à un stade avancé d'une puissance totale de 47 MW au Brésil, qui, une fois mis en service, devraient produire 280 GWh par année. La clôture de cette transaction est survenue en février 2015. Brookfield Renewable conservera une participation d'environ 40 %.

Projets de développement

Les projets de développement suivants ont été mis en service, sont presque achevés ou ont démarré :

- La mise en service d'une centrale hydroélectrique de 45 MW en Colombie-Britannique, dont la production devrait atteindre annuellement 138 GWh
- La construction presque achevée de deux installations éoliennes en Irlande d'une puissance totale de 125 MW. Les installations ont produit 125 GWh en 2014 et ont reçu des paiements aux termes de conventions d'achat d'électricité. La mise en service complète de ces installations, qui devraient produire 349 GWh par année, est survenue au premier trimestre de 2015.
- La construction d'une installation éolienne de 12 MW en Irlande a commencé. Cette installation devrait produire 33 GWh par année. Sa mise en service complète est prévue en mi-2015.
- La construction d'une centrale hydroélectrique de 25 MW au Brésil a commencé. Cette centrale devrait produire 119 GWh par année. Sa mise en service complète est prévue en 2017.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nos liquidités demeurent solides à 1,0 milliard \$. Nous avons réussi à mobiliser 3,5 milliards \$ par voie d'émission de titres d'emprunt et d'actions au cours de l'exercice pour financer la croissance et refinancer les échéances existantes afin d'accroître notre structure du capital et l'accès aux liquidités.

- Réalisation d'un placement de parts de société en commandite (les « parts de société en commandite ») aux termes d'une prise ferme visant l'émission de 10,25 millions de parts de société en commandite au prix de 31,70 \$ CA chacune, pour un produit brut de 325 millions \$ CA (297 millions \$)
- En ce qui a trait au portefeuille éolien en Irlande, un emprunt à terme de 160 millions € (210 millions \$) a été contracté visant nos installations d'une puissance de 153 MW, à un taux

d'intérêt fixe initial de 2,9 %, et un emprunt à terme et à la construction de 188 millions € (227 millions \$) a été contracté visant nos projets de développement d'une puissance de 137 MW. Un montant de 168 millions € (203 millions \$) a été initialement prélevé sur l'emprunt à un taux de 2,82 %. Les taux de ces emprunts incluent les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et viennent à échéance respectivement en décembre 2026 et en décembre 2027.

- Refinancement du prêt-relais de 279 millions \$ relativement à un portefeuille hydroélectrique de 360 MW en Nouvelle-Angleterre au TIOL majoré de 2,25 %, et échéant en juillet 2017
- Emprunt à terme de 560 millions \$ ayant été contracté relativement à l'acquisition d'une centrale hydroélectrique de 417 MW en Pennsylvanie, à un taux initial TIOL majoré de 1,75 %, et échéant en juin 2018
- Émission d'obligations totalisant 140 millions \$ dans le cadre de l'acquisition du portefeuille hydroélectrique de 70 MW dans l'État du Maine, à un taux d'intérêt de 5,5 %, et échéant en février 2024
- Obtention d'un report de 18 mois de l'échéance d'un emprunt à terme de 250 millions \$ associé à un portefeuille hydroélectrique au Tennessee et en Caroline du Nord, à un taux d'intérêt fixe de 3,20 %, y compris les swaps sur taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en mai 2016
- Mobilisation de 150 millions \$ CA (136 millions \$) en financement additionnel associé à un portefeuille hydroélectrique de 349 MW en Ontario par voie d'émission d'obligations, en deux tranches portant intérêt respectivement à 3,8 % et 5,0 %, et échéant en juin 2023
- Refinancement d'une facilité d'emprunt de 125 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique de 167 MW en Nouvelle-Angleterre, à un taux fixe de 4,59 %, et échéant en janvier 2022
- Prorogation de l'échéance d'une tranche de 1 280 millions \$ des facilités de crédit renouvelable de la Société à juin 2019, réduction de 5 points de base de la marge, et ajout d'une option d'effectuer des emprunts en Euros (€) et en livres sterling (£)

En février 2014, nous avons haussé les distributions aux porteurs de parts de société en commandite à 1,55 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 10 cents par part de société en commandite. En décembre 2014, nous avons annoncé notre intention de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui nous permettra de racheter jusqu'à 7,1 millions de nos parts de société en commandite émises et en circulation.

En février 2015, nous avons annoncé que les distributions aux porteurs de parts de société en commandite passeraient à 1,66 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 11 cents par part de société en commandite, qui prendra effet au cours de la distribution du premier trimestre qui sera versée en mars 2015.

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUE

Pour les exercices clos les 31 décembre

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014	2013	2012	2011 ¹	2010 ¹
Information sur l'exploitation ² :					
Puissance (MW)	6 707	5 849	5 304	4 536	4 309
Production moyenne à long terme (GWh) ³	23 296	21 836	18 202	16 297	15 887
Production réelle (GWh) ³	22 548	22 222	15 942	15 877	14 480
Produits moyens (\$ par MWh)	77	77	82	74	72
Principales informations financières :					
Produits	1 704 \$	1 706 \$	1 309 \$	1 169 \$	1 045 \$
BAIIA ajusté ⁴	1 216	1 208	852	804	751
Fonds provenant des activités ⁴	560	594	347	332	269
Fonds provenant des activités ajustés ⁴	502	538	295	284	221
Résultat net	203	215	(95)	(451)	294
Distributions par parts de société en commandite ⁵	1,55	1,45	1,38	0,34	-

Aux 31 décembre

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014	2013	2012	2011 ¹	2010 ¹
Données du bilan :					
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	18 566 \$	15 741 \$	15 702 \$	14 002 \$	12 260 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	273	290	344	405	269
Total de l'actif	19 849	16 999	16 943	15 713	13 882
Dette à long terme et facilités de crédit	7 678	6 623	6 119	5 519	4 994
Passifs d'impôt différé	2 637	2 265	2 349	2 367	2 424
Total du passif	10 968	9 463	9 135	8 529	8 709
Actions privilégiées	728	796	500	241	252
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	2 062	1 303	1 028	629	206
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	59	54	63	64	34
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 865	2 657	3 070	3 089	1 643
Capitaux propres des commanditaires	3 167	2 726	3 147	3 161	1 683
Total des capitaux propres	8 881	7 536	7 808	7 184	5 173
Ratio d'endettement ⁶	40 %	41 %	38 %	37 %	40 %

¹⁾ Pour les périodes antérieures au 28 novembre 2011, date du regroupement stratégique des actifs de production d'énergie renouvelable d'Énergie renouvelable Brookfield Inc. et du Fonds Énergie renouvelable Brookfield, l'information financière de Brookfield Renewable représente l'information financière regroupée de Division Énergie renouvelable Brookfield, division de Brookfield Asset Management.

²⁾ Comprend la totalité de la puissance et de la production provenant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

³⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

⁴⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos en 2014 ».

⁵⁾ Représentent les distributions par part aux porteurs des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des parts de société en commandite et de la participation de commandité.

⁶⁾ Le total de la structure du capital comprend le total de la dette et les passifs d'impôt différé, diminué des actifs d'impôt différé, et les capitaux propres.

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 a été préparé en date du 27 février 2015. Sauf indication contraire, les termes « Brookfield Renewable », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Energy Partners L.P. et ses entités contrôlées.

Les états financiers de Brookfield Renewable ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), selon lesquelles il faut faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif et sur les informations relatives aux passifs éventuels présentés à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière.

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Le partenaire ultime de Brookfield Renewable est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Brookfield Renewable, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

Brookfield Renewable a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Brookfield Renewable a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Europe. Ces conventions de vote confèrent à Brookfield Renewable le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration, entre autres, des entités pertinentes et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Brookfield Renewable consolide les comptes de ces entités.

Les conventions de vote ne représentent pas des regroupements d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 ») étant donné que Brookfield Asset Management contrôle *in fine* toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Brookfield Renewable comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 2 o) ii) intitulée « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun » des états financiers consolidés audités.

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Les capitaux propres consolidés de Brookfield Renewable comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote (les « parts de société en commandite ») détenues par le public, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille de Brookfield Renewable, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les parts de société en commandite rachetables/échangeables donnent à Brookfield le droit de demander que ses parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Si Brookfield exerce ce droit, Brookfield Renewable peut, à son gré, satisfaire à la demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Brookfield, en tant que porteur de parts de société en commandite rachetables/échangeables, a droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de la société en commandite. Comme Brookfield Renewable peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité comme des composantes distinctes des capitaux propres consolidés. Cette présentation n'a aucune incidence sur le total du résultat, sur l'information par part ou par action ni sur le total des capitaux propres consolidés.

À la date du présent rapport, Brookfield détenait une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 62 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Brookfield Renewable, soit une participation de 0,01 %, la tranche restante d'environ 38 % étant détenue par le public.

MESURE DU RENDEMENT

Nous présentons nos principales mesures financières en nous fondant sur le total des résultats avant les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite, aux porteurs de parts rachetables/échangeables et aux porteurs de la participation de commandité. De plus, nos activités sont segmentées par secteur géographique et par type d'actifs (p. ex., hydroélectriques et éoliens), car c'est ainsi que le président et chef de la direction et le chef de la direction des finances (« collectivement le principal décideur opérationnel ») analysent nos résultats, gèrent les activités et affectent les ressources. Nous présentons donc nos résultats de la même façon. Pour en savoir plus, se reporter à la note 24 intitulée « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés audités.

L'un de nos principaux objectifs est de dégager des flux de trésorerie fiables et croissants tout en réduisant au minimum le risque pour toutes les parties prenantes. Nous surveillons notre rendement à cet égard au moyen de quatre mesures clés : i) le résultat net; ii) le bénéfice avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); iii) les fonds provenant des activités et iv) les fonds provenant des activités ajustés.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par

d'autres sociétés. Nous fournissons de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés, et nous présentons un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Se reporter aux rubriques « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ».

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

BAIIA ajusté

Le BAIIA ajusté correspond aux produits, moins les coûts directs (y compris les coûts de commercialisation de l'énergie), plus notre quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres produits, avant intérêts, impôt sur le résultat, amortissements, coûts de service de gestion et la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

Fonds provenant des activités

Les fonds provenant des activités correspondent au BAIIA ajusté, moins les intérêts, l'impôt exigible et les coûts de service de gestion, et sont ajustés pour tenir compte de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les fonds provenant des activités comprennent les résultats provenant du portefeuille éolien que nous avons acquis en Irlande, et tiennent compte de notre participation financière du 1^{er} janvier 2014 au 30 juin 2014.

Notre ratio de distribution correspond aux distributions aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables, de parts de société en commandite et de la participation de commandité, y compris les distributions incitatives au commandité, divisées par les fonds provenant des activités.

Fonds provenant des activités ajustés

Les fonds provenant des activités ajustés correspondent aux fonds provenant des activités, moins la quote-part de Brookfield Renewable des dépenses d'investissement de maintien ajustées (fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme).

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les exercices clos les 31 décembre :

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹		2014	2013	
PRODUCTION (GWh)	2014	2013	2014	2013	2014	2013	
Production hydroélectrique							
États-Unis	10 293	10 082	10 785	9 681	(492)	401	211
Canada	5 570	5 494	5 132	5 062	438	432	76
Brésil	3 371	3 656	3 614	3 656	(243)	-	(285)
	19 234	19 232	19 531	18 399	(297)	833	2
Énergie éolienne							
États-Unis	1 170	1 145	1 394	1 341	(224)	(196)	25
Canada	1 042	1 075	1 197	1 197	(155)	(122)	(33)
Europe ²	891	-	826	-	65	-	891
	3 103	2 220	3 417	2 538	(314)	(318)	883
Divers	211	770	348	899	(137)	(129)	(559)
Totale³	22 548	22 222	23 296	21 836	(748)	386	326

¹⁾ Pour les actifs acquis ou les actifs ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

²⁾ Nous avons conclu l'acquisition du portefeuille éolien en Irlande le 30 juin 2014. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Brookfield Renewable a acquis une participation financière dans le portefeuille éolien à compter du 1^{er} janvier 2014. Par conséquent, la production du 1^{er} janvier 2014 au 30 juin 2014 a été comptabilisée au deuxième trimestre de 2014.

³⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Nous comparons la production réelle à la production moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence de l'un des facteurs importants qui influent sur la variabilité de nos résultats d'activité. À court terme, nous sommes conscients que les conditions hydrologiques et le régime de vents varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos installations continuent de produire conformément à leurs moyennes à long terme, lesquelles se sont avérées des indicateurs de rendement fiables.

Le risque d'une chute de la production au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique administré par le gouvernement brésilien. Ce programme atténue le risque hydrologique en garantissant à tous les participants qu'ils recevront, à un certain moment, une quantité d'énergie équilibrée, quel que soit le volume d'énergie réel qu'ils produisent. Le programme répartit le total de l'énergie générée en transférant les surplus des installations ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente, comme ce fut le cas aux trois derniers trimestres de 2014. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble. En prévision de conditions hydrologiques moins

favorables, nous avons maintenu une production visée par contrat plus faible, ce qui nous a permis d'obtenir des prix de l'énergie plus élevés.

Les niveaux de production pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont totalisé 22 548 GWh, comparativement à la production moyenne à long terme de 23 296 GWh, et 326 GWh de plus qu'à l'exercice précédent.

La production du portefeuille hydroélectrique a totalisé 19 234 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 19 531 GWh, et une production qui se compare à celle de l'exercice précédent. La production de nos centrales existantes s'est élevée à 18 192 GWh, par rapport à 19 232 GWh pour l'exercice précédent. La baisse de la production s'explique principalement aux apports d'eau à nos centrales au Tennessee et en Caroline du Nord par le retour à une certaine normalité des niveaux d'apport d'eau comparativement à ceux de l'exercice précédent au cours duquel la production était supérieure à la moyenne à long terme. L'incidence sur les résultats financiers a été en partie contrebalancée par les participations ne donnant pas le contrôle. Les apports d'eau ont été élevés et les niveaux de production ont été supérieurs à la moyenne à long terme pour la majorité des actifs du portefeuille au Canada, ce qui est comparable à ceux de l'exercice précédent. Au 31 décembre 2014, les niveaux des réservoirs au Canada et aux États-Unis ont été supérieurs à la moyenne. Au Brésil, notre participation dans le programme d'équilibrage hydrologique a atténué l'incidence des conditions de sécheresse et s'est traduite par une production inférieure de 8 % aux niveaux assurés. La croissance récente de notre portefeuille a entraîné une production supplémentaire de 821 GWh et l'apport pour un exercice complet des centrales acquises en 2013 a donné lieu à une production supplémentaire de 221 GWh.

La production du portefeuille éolien a totalisé 3 103 GWh, ce qui est inférieur à la moyenne à long terme de 3 417 GWh, mais en hausse de 883 GWh comparativement à la production de l'exercice précédent. La hausse est attribuable à la croissance récente de notre portefeuille, qui a donné lieu à une production supplémentaire de 891 GWh, et à l'apport pour un exercice complet des installations acquises en 2013, qui s'est traduit par une production supplémentaire de 27 GWh.

Depuis avril 2014, la production de notre installation alimentée au gaz naturel de 110 MW en Ontario n'est pas visée par contrat. Depuis cette date, la production de cette installation est minime, en raison de la faiblesse des prix de l'électricité par rapport aux prix du marché du gaz. Les activités de cette installation ont été suspendues temporairement, mais elles pourraient reprendre si la conjoncture le permettait.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014	2013
Produits	1 704 \$	1 706 \$
Autres produits	10	11
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26	21
Coûts d'exploitation directs	(524)	(530)
BAIIA ajusté ¹	1 216	1 208
Ajustement fixe au titre des résultats ²	11	-
Charge d'intérêts – emprunts	(415)	(410)
Coûts de service de gestion	(51)	(41)
Impôt exigible	(18)	(19)
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Actions privilégiées	(38)	(37)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(145)	(107)
Fonds provenant des activités ¹	560	594
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ³	(58)	(56)
Fonds provenant des activités ajustés ¹	502	538
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	183	144
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées	58	56
Déduire : Ajustement fixe au titre des résultats	(11)	-
Autres éléments :		
Amortissement	(548)	(535)
Profit latent sur les instruments financiers	10	37
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(23)	(12)
Recouvrement d'impôt différé	29	18
Divers	3	(31)
Résultat net	203 \$	215 \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite ⁴	0,42 \$	0,52 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

²⁾ L'ajustement fixe au titre des résultats se rapporte au placement de Brookfield Renewable lors de l'acquisition du portefeuille éolien en Irlande. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Brookfield Renewable a acquis une participation financière dans le portefeuille éolien à compter du 1^{er} janvier 2014. La transaction a été conclue le 30 juin 2014 et, par conséquent, conformément aux IFRS, l'apport net aux fonds provenant des activités de 11 millions \$ a été comptabilisé dans le prix d'acquisition.

³⁾ Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

⁴⁾ La moyenne des parts de société en commandite en circulation au cours de la période était de 138,8 millions (132,9 millions en 2013).

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée en vertu des IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre entreprise donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte ou d'une diminution du résultat sur 12 mois même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont assurés par des marges élevées et des contrats à long terme stables. Cela est surtout attribuable au fait que nous comptabilisons un niveau d'amortissement beaucoup plus élevé pour nos actifs que ce que nous devons réinvestir dans l'entreprise au titre des dépenses d'investissement de maintien.

Par conséquent, nous mesurons aussi nos résultats financiers selon le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés afin de fournir aux lecteurs une évaluation des flux de trésorerie générés par nos actifs et des flux de trésorerie résiduels retenus pour financer les distributions et les initiatives de croissance.

Les produits se sont élevés à 1 704 millions \$, ce qui équivaut à une baisse de 2 millions \$ sur 12 mois. Les prix solides des activités de profil commercial et les indexations annuelles de nos conventions d'achat d'électricité ont été en partie neutralisés par la baisse de la production sur 12 mois des centrales hydroélectriques aux États-Unis et une baisse contractuelle du prix contractuel de notre centrale en Louisiane, dont l'incidence défavorable nette a été de 46 millions \$.

Bien que la production totale de notre portefeuille hydroélectrique au Canada ait été comparable à celle de l'exercice précédent, le rendement plus solide de centrales bénéficiant de prix contractuels relatifs plus élevés a permis l'apport supplémentaire de 9 millions \$ à nos résultats financiers.

Au Brésil, les produits ont diminué de 14 millions \$ sur 12 mois puisque l'incidence de la baisse de la production a été en partie contrebalancée par notre capacité d'obtenir une hausse des prix de l'énergie pour les activités de profil commercial en veillant à ce qu'une tranche de notre production ne soit pas visée par contrat.

Bien que les apports de notre portefeuille éolien existant aient été comparables à ceux de l'exercice précédent, les produits de notre installation alimentée au gaz naturel en Ontario ont diminué de 40 millions \$, ce qui dénote une réduction des activités tout au long de 2014.

La croissance récente de nos portefeuilles hydroélectriques et éoliens et l'apport pour un exercice complet des installations acquises ou mises en service en 2013 ont entraîné des produits supplémentaires de 151 millions \$.

La moyenne du total des produits de 77 \$ par MWh est comparable à celle de l'exercice précédent.

Les coûts d'exploitation directs de 524 millions \$ représentent une baisse de 6 millions \$ sur 12 mois attribuable aux économies de coûts réalisées sur nos activités et à la diminution des achats d'électricité sur le marché libre touchant nos centrales de cogénération. La croissance récente de notre portefeuille et un exercice complet des coûts liés aux installations acquises ou mises en service en 2013 ont entraîné des coûts supplémentaires de 46 millions \$.

Aux termes de la convention d'achat et de vente, notre acquisition du portefeuille éolien en Irlande nous a procuré des avantages économiques remontant au 1^{er} janvier 2014, même si la clôture de la transaction a eu lieu le 30 juin 2014. Nous avons donc comptabilisé 11 millions \$ à titre de fonds provenant des activités pour le premier semestre de l'exercice.

La charge d'intérêts s'élevant à 415 millions \$ représente une augmentation de 5 millions \$ sur 12 mois. La charge d'intérêts supplémentaire liée au financement de la croissance de notre portefeuille a été de 31 millions \$, dont une tranche de 5 millions \$ découlait des activités de financement additionnel. Le remboursement de certains emprunts et de facilités de crédit contractés pas des filiales de la Société s'est traduit par une baisse des coûts d'emprunt de 17 millions \$.

Les coûts de service de gestion totalisant 51 millions \$ représentent une augmentation de 10 millions \$ sur 12 mois, attribuable principalement à l'augmentation de la valeur marchande des parts de société en commandite et à l'émission de 10,25 millions de parts de société en commandite au cours du deuxième trimestre de 2014.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'élevant à 183 millions \$ représente une augmentation de 39 millions \$ sur 12 mois. Une augmentation de 60 millions \$ attribuable à la croissance de notre portefeuille et à la vente d'une partie de nos installations hydroélectriques en Nouvelle-Angleterre à des investisseurs institutionnels au troisième trimestre de 2013 a été en partie contrebalancée par la baisse de rendement générale de certains actifs existants de notre portefeuille hydroélectrique aux États-Unis.

Les fonds provenant des activités totalisant 560 millions \$ comprennent la croissance de 26 millions \$ et l'incidence nette de l'appréciation de 24 millions \$ du dollar américain.

Le résultat net s'est élevé à 203 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (résultat net de 215 millions \$ en 2013), ce qui s'est traduit par un résultat net de 0,42 \$ (0,52 \$ en 2013) par part de société en commandite.

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le principal décideur opérationnel pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Se reporter à la note 24 intitulée « Informations sectorielles » dans nos états financiers consolidés audités.

HYDROÉLECTRICITÉ

Les tableaux suivants présentent les résultats de nos activités hydroélectriques pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)					2014				
	États-Unis	Canada	Brésil	Total					
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	10 785	5 132	3 614	19 531					
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	10 293	5 570	3 371	19 234					
Produits	719 \$	394 \$	265 \$	1 378 \$					
BAIIA ajusté ³	520	328	198	1 046					
Fonds provenant des activités ³	283 \$	256 \$	149 \$	688 \$					

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)					2013				
	États-Unis	Canada	Brésil	Total					
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	9 681	5 062	3 656	18 399					
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	10 082	5 494	3 656	19 232					
Produits	677 \$	399 \$	301 \$	1 377 \$					
BAIIA ajusté ³	494	330	221	1 045					
Fonds provenant des activités ³	274 \$	266 \$	169 \$	709 \$					

¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ Pour les actifs acquis ou les actifs ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ».

États-Unis

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production du portefeuille a atteint 10 293 GWh, un résultat inférieur à la moyenne à long terme de 10 785 GWh et supérieur à la production de 10 082 GWh de l'exercice précédent. La production des centrales existantes a baissé de 704 GWh. Les apports d'eau sont revenus à une certaine normalité à nos centrales au Tennessee, en Caroline du Nord et dans l'est des États-Unis par rapport à ceux de l'exercice précédent qui avaient été favorisés par des conditions hydrologiques très solides et une production supérieure à la moyenne à long terme. Toutefois, l'incidence sur les résultats de cette variation a été réduite par la participation ne donnant pas le contrôle dans nos centrales au Tennessee et en Caroline du Nord. Ces diminutions ont été en partie compensées par les importants apports d'eau de nos centrales en Nouvelle-Angleterre. Au cours de l'exercice, nous avons été favorisés par le profil commercial de nos centrales récemment acquises en Nouvelle-Angleterre et en Pennsylvanie et avons tiré parti des prix solides de l'énergie. La croissance récente de notre portefeuille et l'apport pour un exercice complet de nos centrales acquises en 2013 se sont traduits par une production supplémentaire de 915 GWh.

Les produits se sont élevés à 719 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 42 millions \$ sur 12 mois. La baisse de la production des centrales existantes et une baisse contractuelle du prix de

notre centrale en Louisiane ont réduit de 54 millions \$ les produits. Les prix favorables du marché aux centrales de notre portefeuille non visées par des contrats et les indexations des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité de certaines de nos centrales ont contribué à hauteur de 8 millions \$. La croissance récente de notre portefeuille et l'apport pour un exercice complet de nos centrales acquises en 2013 se sont traduits par des produits supplémentaires de 88 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 283 millions \$ et tiennent compte d'une croissance de 6 millions \$. La hausse des produits des centrales existantes et l'amélioration de la performance des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ont été en partie neutralisées par la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

Canada

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production provenant du portefeuille a atteint 5 570 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 5 132 GWh et légèrement supérieure à la production de 5 494 GWh à l'exercice précédent. Nous avons connu de solides conditions hydrologiques, tout particulièrement à nos centrales en Ontario. La centrale en Colombie-Britannique mise en service au cours du deuxième trimestre a fourni une production supplémentaire de 68 GWh.

Les produits se sont élevés à 394 millions \$, ce qui équivaut à une baisse de 5 millions \$ sur 12 mois. Le rendement solide de nos centrales bénéficiant de prix contractuels relatifs plus élevés a permis l'apport supplémentaire de 9 millions \$, et la centrale récemment mise en service en Colombie-Britannique ainsi que l'apport pour un exercice complet des centrales acquises en 2013 se sont traduits par des produits supplémentaires de 12 millions \$.

Les fonds provenant des activités ont été de 256 millions \$, ce qui représente une diminution de 10 millions \$ sur 12 mois. La baisse des produits et la hausse des coûts d'emprunt associés aux initiatives de financement additionnel ont été en partie neutralisées par les économies de coûts réalisées sur nos activités. L'incidence de l'appréciation du dollar américain sur les produits a été de 26 millions \$, mais les coûts et les autres charges ont également subi cette incidence, qui a entraîné une diminution nette de 17 millions \$ des fonds provenant des activités.

Brésil

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production du portefeuille a atteint 3 371 GWh, soit un recul comparativement à la production de 3 656 GWh de l'exercice précédent et à la moyenne à long terme de 3 614 GWh. Le recul est principalement attribuable aux conditions de sécheresse connues au cours de l'exercice; toutefois, l'incidence a été compensée par notre participation au programme d'équilibrage hydrologique. Les options du portefeuille nous ont permis de tirer parti d'un contexte de prix de l'énergie à la hausse et de contrebalancer l'incidence du recul de la production. Au cours de l'exercice, nous avons conclu des contrats de trois à cinq ans visant 567 MWh à des prix s'échelonnant de 190 R \$ par MWh à 270 R \$ par MWh, soit bien au-dessus des contrats actuels venant à échéance à court terme. Un apport pour un exercice complet d'une centrale mise en service en 2013 a fourni une production supplémentaire de 59 GWh.

Les produits se sont élevés à 265 millions \$, ce qui équivaut à une baisse de 36 millions \$ sur 12 mois. La hausse des prix de l'énergie a été contrebalancée par l'incidence de la baisse des volumes.

Les fonds provenant des activités ont été de 149 millions \$, ce qui représente une diminution de 20 millions \$ sur 12 mois. L'incidence de l'appréciation du dollar américain sur les produits a été de 25 millions \$, mais les coûts et les autres charges ont également subi cette incidence, qui a entraîné une diminution nette de 14 millions \$ des fonds provenant des activités.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau qui suit présente les résultats de nos activités éoliennes pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
2014				
	États-Unis	Canada	Europe	Total
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	1 394	1 197	826	3 417
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	1 170	1 042	891	3 103
Produits	129 \$	123 \$	45 \$	297 \$
BAIIA ajusté ³	90	108	29	227
Fonds provenant des activités ³	17 \$	70 \$	18 \$	105 \$
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
2013				
	États-Unis	Canada	Europe	Total
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	1 341	1 197	s. o.	2 538
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	1 145	1 075	s. o.	2 220
Produits	125 \$	133 \$	s. o.	258 \$
BAIIA ajusté ³	85	113	s. o.	198
Fonds provenant des activités ³	21 \$	69 \$	s. o.	90 \$

- ¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.
³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ».

États-Unis

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production du portefeuille a atteint 1 170 GWh, un résultat inférieur à la moyenne à long terme de 1 394 GWh en raison d'un régime des vents plus faible pour l'ensemble du portefeuille, mais comparable par rapport à la production de 1 145 GWh de l'exercice précédent. L'apport pour un exercice complet des installations acquises en 2013 s'est traduit par une production supplémentaire de 27 GWh.

Les produits s'élevant à 129 millions \$ représentent une augmentation de 4 millions \$ sur 12 mois qui est principalement attribuable à un apport pour un exercice complet des installations acquises en 2013.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 17 millions \$, ce qui représente une diminution de 4 millions \$ sur 12 mois surtout entraînée par l'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle.

Canada

La production provenant du portefeuille au Canada a atteint 1 042 GWh, sous la moyenne à long terme de 1 197 GWh et la production de 1 075 GWh de l'exercice précédent en raison du faible régime des vents. La production d'une de nos installations a été réduite, ce qui a eu pour effet de diminuer la production de 29 GWh. Nous avons reçu une indemnité au prix de la convention d'achat d'électricité à l'égard de cette réduction.

Les produits totalisant 123 millions \$ représentent une baisse de 10 millions \$ sur 12 mois principalement attribuable à l'appréciation du dollar américain.

Les fonds provenant des activités s'élevant à 70 millions \$ correspondent à ceux de l'exercice précédent. La baisse des produits a été compensée par des économies de coûts réalisées sur nos activités.

Europe

La production du portefeuille éolien en Irlande a atteint 891 GWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Nous avons presque achevé la construction de deux installations éoliennes en Irlande d'une puissance totale de 125 MW. Ces installations ont produit 125 GWh en 2014 et des paiements ont été versés aux termes de conventions d'achat d'électricité. La mise en service complète de ces installations, qui devraient produire annuellement 349 GWh, est survenue au premier trimestre de 2015.

Les produits s'élevant à 45 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 comprennent un apport de 12 millions \$ provenant des deux projets de développement.

Les fonds provenant des activités totalisant 18 millions \$ comprennent un ajustement fixe au titre des résultats de 11 millions \$ pour la période du 1^{er} janvier 2014 au 30 juin 2014.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les exercices clos les 31 décembre :

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹				
PRODUCTION (GWh)	2013	2012	2013	2012	2013	2012	
Production hydroélectrique							
États-Unis	10 082	5 913	9 681	7 205	401	(1 292)	4 169
Canada	5 494	3 953	5 062	4 972	432	(1 019)	1 541
Brésil ²	3 656	3 470	3 656	3 470	-	-	186
	19 232	13 336	18 399	15 647	833	(2 311)	5 896
Énergie éolienne							
États-Unis	1 145	619	1 341	837	(196)	(218)	526
Canada	1 075	1 090	1 197	1 197	(122)	(107)	(15)
	2 220	1 709	2 538	2 034	(318)	(325)	511
Divers	770	897	899	521	(129)	376	(127)
Production totale³	22 222	15 942	21 836	18 202	386	(2 260)	6 280

¹⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

²⁾ Au Brésil, les niveaux de production assurés donnent une indication de la moyenne à long terme.

³⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Les niveaux de production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont totalisé 22 222 GWh, soit 6 280 GWh de plus qu'à l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable aux conditions hydrologiques et au régime de vents favorables comparativement à ceux de l'exercice précédent, aux contributions des actifs acquis ou mis en service au cours de l'exercice de nos portefeuilles hydroélectrique et éolien ainsi qu'à la production sur un exercice complet des installations éoliennes acquises ou mises en service en 2012.

La production du portefeuille hydroélectrique a totalisé 19 232 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 18 399 GWh, et 5 896 GWh de plus qu'à l'exercice précédent. La production provenant des actifs hydroélectriques existants s'est élevée à 15 934 GWh, par rapport à 13 336 GWh pour l'exercice précédent, ce qui s'explique par le retour à une certaine normalité des niveaux de production par rapport au temps sec de l'exercice précédent. En outre, les acquisitions récentes et les actifs ayant commencé leurs activités commerciales ont augmenté la production de 3 298 GWh.

La production du portefeuille éolien a totalisé 2 220 GWh, ce qui est inférieur à la moyenne à long terme de 2 538 GWh, mais en hausse de 511 GWh comparativement à la production de l'exercice précédent. La hausse par rapport à l'exercice précédent est surtout attribuable à la production de 321 GWh additionnels provenant des installations acquises en Californie et à un régime des vents plus favorable comparativement à l'exercice précédent. Les résultats de l'exercice précédent ne portent pas sur un exercice complet d'activités des installations acquises ou mises en service.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés, et présente un rapprochement du résultat net pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2013	2012
Produits	1 706 \$	1 309 \$
Autres produits	11	16
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	13
Coûts d'exploitation directs	(530)	(486)
BAIIA ajusté ¹	1 208	852
Charge d'intérêts – emprunts	(410)	(411)
Coûts de service de gestion	(41)	(36)
Impôt exigible	(19)	(14)
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Actions privilégiées	(37)	(16)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(107)	(28)
Fonds provenant des activités ¹	594	347
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	(56)	(52)
Fonds provenant des activités ajustés ¹	538	295
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	144	44
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées	56	52
Autres éléments :		
Amortissement ³	(535)	(483)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	37	(23)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(12)	(18)
Recouvrement d'impôt différé	18	54
Divers	(31)	(16)
Résultat net	215 \$	(95) \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite ⁴	0,52 \$	(0,26) \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ».

²⁾ Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

³⁾ Se reporter à la note 2 f), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation », des états financiers consolidés audités pour les modifications apportées aux estimations touchant la charge d'amortissement.

⁴⁾ La moyenne des parts de société en commandite en circulation au cours de la période était de 132,9 millions (132,9 millions en 2012).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits se sont élevés à 1 706 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 397 millions \$ sur 12 mois. Une tranche d'environ 209 millions \$ de l'augmentation est attribuable au retour à des niveaux de production moyenne à long terme aux centrales hydroélectriques existantes, alors que les apports des installations acquises ou mises en service au cours de l'exercice et l'apport pour un exercice complet des actifs acquis en 2012 ont totalisé environ 218 millions \$. La croissance des produits a été en partie neutralisée par l'appréciation du dollar américain par rapport au réal brésilien et au dollar canadien.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les coûts d'exploitation directs se sont élevés à 530 millions \$, soit une augmentation de 44 millions \$ sur 12 mois. De ce montant, une tranche de 62 millions \$ est attribuable aux installations acquises récemment, et le solde, à la diminution des coûts en raison de l'appréciation du dollar américain par rapport au réal brésilien.

La charge d'intérêts s'est élevée à 410 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, soit le même montant qu'à l'exercice précédent. La diminution des coûts d'emprunt attribuable aux économies

entraînées par les remboursements et les activités de refinancement et aux fluctuations des taux de change au cours de l'exercice a été contrebalancée par les coûts d'emprunt associés au financement lié à la croissance de notre portefeuille. En raison de la croissance du portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable, nous avons augmenté la dette à long terme de 504 millions \$. Nous avons également remboursé des coûts d'emprunt plus élevés et avons refinancé certains emprunts des filiales. Le taux d'intérêt annualisé moyen pondéré sur les emprunts des filiales a diminué, passant de 6,4 % en 2012 à 6,0 % en 2013.

Les coûts de service de gestion tiennent compte des honoraires de base annuels de 20 millions \$, majorés de 1,25 % de la croissance de la valeur de la capitalisation totale. Les coûts de service de gestion se sont élevés à 41 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, une augmentation de 5 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation est surtout attribuable à la hausse de la juste valeur de marché moyenne des parts de société en commandite et de l'émission d'actions privilégiées sur une base relative.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'est élevée à 144 millions \$, par rapport à 44 millions \$ à l'exercice précédent. Une augmentation des résultats d'exploitation des installations existantes et les apports des installations acquises récemment ont totalisé 79 millions \$. Les distributions aux porteurs d'actions privilégiées ont augmenté de 21 millions \$ en raison de la clôture de deux émissions distinctes d'actions privilégiées de catégorie A au cours de l'exercice.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les fonds provenant des activités se sont élevés à 594 millions \$, soit une augmentation de 247 millions \$ sur 12 mois.

La charge d'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 72 millions \$ en raison des actifs acquis récemment. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution de l'amortissement de 15 millions \$ imputable à l'incidence des modifications apportées aux durées d'utilité estimées de certains actifs au cours de l'exercice précédent.

Le résultat net a été de 215 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 (perte nette de 95 millions \$ en 2012).

INFORMATIONS SECTORIELLES

HYDROÉLECTRICITÉ

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)					2013				
	États-Unis	Canada	Brésil	Total					
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	9 681	5 062	3 656	18 399					
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	10 082	5 494	3 656	19 232					
Produits	677 \$	399 \$	301 \$	1 377 \$					
BAIIA ajusté ³	494	330	221	1 045					
Fonds provenant des activités ³	274 \$	266 \$	169 \$	709 \$					

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)					2012				
	États-Unis	Canada	Brésil	Total					
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	7 205	4 972	3 470	15 647					
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	5 913	3 953	3 470	13 336					
Produits	438 \$	272 \$	340 \$	1 050 \$					
BAIIA ajusté ³	294	213	236	743					
Fonds provenant des activités ³	148 \$	148 \$	151 \$	447 \$					

- ¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
- ²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.
- ³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ».

États-Unis

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production du portefeuille a atteint 10 082 GWh, comparativement à la moyenne à long terme de 9 681 GWh et à la production de 5 913 GWh de l'exercice précédent. L'augmentation par rapport à l'exercice précédent a été soutenue par une production additionnelle de 3 093 GWh provenant des actifs acquis récemment au Tennessee, en Caroline du Nord et dans l'État du Maine et par une hausse importante de la production des actifs existants. Au cours de l'exercice précédent, le temps sec qui a régné dans l'État de New York et le Midwest américain a entraîné des niveaux de production inférieurs à la moyenne à long terme.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits se sont élevés à 677 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 239 millions \$ sur 12 mois. De ce montant, une tranche de 147 millions \$ est attribuable à la production provenant des installations acquises récemment, alors qu'une tranche de 92 millions \$ est attribuable à la hausse des niveaux de production aux installations existantes.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 274 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, une augmentation de 126 millions \$ qui découle principalement de la hausse des produits en raison d'une production accrue et de la contribution des actifs acquis récemment. L'augmentation a été en partie contrebalancée par les hausses des coûts d'exploitation directs, de la

charge d'intérêts associée aux nouvelles installations et de la composante trésorerie de la participation ne donnant pas le contrôle.

Canada

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production du portefeuille a atteint 5 494 GWh, comparativement à la moyenne à long terme de 5 062 GWh et à la production de 3 953 GWh à l'exercice précédent. La production est revenue à la moyenne à long terme, les actifs situés dans l'est du Canada ayant reçu d'importants apports d'eau.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits se sont élevés à 399 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 127 millions \$ principalement attribuable à la hausse des niveaux de production.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les fonds provenant des activités se sont élevés à 266 millions \$, soit une augmentation de 118 millions \$.

Brésil

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production du portefeuille a atteint 3 656 GWh, comparativement à la production de 3 470 GWh de l'exercice précédent. L'augmentation de la production est surtout attribuable à la mise en service d'une installation au cours de l'exercice et à l'apport sur un exercice complet d'une installation acquise et d'une installation mise en service au cours du deuxième semestre de 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits se sont élevés à 301 millions \$, soit une diminution de 39 millions \$ sur 12 mois. Les produits ont reculé de 36 millions \$ en raison de l'appréciation du dollar américain par rapport au réal brésilien. De plus, les produits ont augmenté de 12 millions \$ grâce à la production des installations intégrées au cours de l'exercice précédent, mais ont diminué de 15 millions \$ du fait de la baisse des volumes d'énergie attribués.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les fonds provenant des activités se sont élevés à 169 millions \$, soit une augmentation de 18 millions \$ sur 12 mois. Les fonds provenant des activités ont tiré profit du remboursement d'emprunts plus coûteux de filiales au cours de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une diminution de la charge d'intérêts de 37 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau qui suit présente les résultats de nos activités éoliennes pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)			
2013			
	États-Unis	Canada	Total
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	1 341	1 197	2 538
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	1 145	1 075	2 220
Produits	125 \$	133 \$	258 \$
BAIIA ajusté ³	85	113	198
Fonds provenant des activités ³	21 \$	69 \$	90 \$
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)			
2012			
	États-Unis	Canada	Total
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	837	1 197	2 034
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	619	1 090	1 709
Produits	58 \$	131 \$	189 \$
BAIIA ajusté ³	31	113	144
Fonds provenant des activités ³	2 \$	69 \$	71 \$

¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ».

États-Unis

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production du portefeuille a atteint 1 145 GWh, sous la moyenne à long terme de 1 341 GWh, mais en hausse par rapport à la production de 619 GWh de l'exercice précédent. L'augmentation de la production en regard de l'exercice précédent est attribuable aux 321 GWh produits aux installations acquises en Californie au cours de l'exercice, à un exercice complet de production à nos quatre installations acquises ou mises en service en 2012 ainsi qu'à un régime de vents plus forts aux installations existantes.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits se sont élevés à 125 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 67 millions \$ sur 12 mois. De ce montant, une tranche de 34 millions \$ est attribuable à la production provenant des actifs acquis en Californie au cours de l'exercice. Cette augmentation est aussi attribuable à l'apport sur un exercice complet des actifs acquis ou mis en service en 2012 et du régime de vents plus forts.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les fonds provenant des activités se sont élevés à 21 millions \$, par rapport à 2 millions \$ pour l'exercice précédent.

Canada

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production du portefeuille a atteint 1 075 GWh, pratiquement inchangée par rapport à celle de l'exercice précédent, mais inférieure à la moyenne à long terme de 1 197 GWh en raison du régime de vents.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les produits et les fonds provenant des activités se sont établis à respectivement 133 millions \$ et 69 millions \$.

ANALYSE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET AUTRES INFORMATIONS

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Conformément aux IFRS, Brookfield Renewable a choisi de réévaluer ses immobilisations corporelles au moins une fois l'an, au 31 décembre de chaque exercice. Pratiquement toutes les immobilisations corporelles de Brookfield Renewable sont comptabilisées à la juste valeur, et non au coût historique, selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Ce modèle inclut les flux de trésorerie provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, pour lesquels il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Ce modèle comprend également des estimations relatives aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme anticipée, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement, ainsi que des hypothèses relatives aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation par emplacement géographique. Brookfield Renewable évalue initialement les actifs de production d'énergie acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises au cours de l'exercice, à leur juste valeur, conformément à la méthode comptable décrite à la note 2 I), « Regroupements d'entreprises », de nos états financiers consolidés audités. Ainsi, dans l'année d'acquisition, les actifs de production d'énergie ne sont pas réévalués à la fin de l'exercice à moins d'une indication que les actifs ont perdu de la valeur.

Les immobilisations corporelles, à la juste valeur, s'élevaient à 18,6 milliards \$ au 31 décembre 2014, contre 15,7 milliards \$ au 31 décembre 2013. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, l'acquisition de centrales hydroélectriques d'une puissance de 502 MW et d'un portefeuille éolien de 326 MW, pour un total de 2,4 milliards \$, n'a pas été réévaluée à la fin de l'exercice. Le développement et la construction d'actifs de production d'énergie ont totalisé 214 millions \$. La réévaluation des immobilisations corporelles a entraîné une augmentation de la juste valeur de 1,7 milliard \$. Les immobilisations corporelles ont été touchées à hauteur de 910 millions \$ en raison des variations de change liées à l'appréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 548 millions \$, montant beaucoup plus élevé que ce que nous devons réinvestir dans l'entreprise en dépenses d'investissement de maintien.

La juste valeur des immobilisations corporelles peut varier en fonction du taux d'actualisation et du taux de capitalisation final compte non tenu des actifs de production d'énergie acquis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014. Le tableau suivant résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations corporelles aux 31 décembre :

(EN MILLIARDS)	2014	2013
Augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation	(1,3) \$	(1,1) \$
Diminution de 50 points de base des taux d'actualisation	1,5	1,3
Augmentation de 50 points de base du taux de capitalisation final ¹	(0,3)	(0,3)
Diminution de 50 points de base du taux de capitalisation final ¹	0,4	0,3

¹⁾ Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada.

Les valeurs finales sont incluses dans l'évaluation des actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée de vie de l'actif de concession compte non tenu de la valeur du renouvellement potentiel. La durée résiduelle moyenne pondérée au 31 décembre 2014 était de 15 ans (16 ans en 2013). Par conséquent, aucune valeur finale n'est attribuée aux actifs hydroélectriques au Brésil. Si des flux de trésorerie sur une période supplémentaire de 20 ans étaient inclus, la juste valeur des immobilisations corporelles augmenterait de près de 1 milliard \$. Se reporter à la note 11 « Immobilisations corporelles, à la juste valeur » dans nos états financiers consolidés audités.

Une variation de 5 % des estimations des prix futurs de l'électricité ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 500 millions \$.

La vision à long terme de Brookfield Renewable est arrimée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire provenant de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2020. Une variation de un an ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 225 millions \$.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours grevant des actifs précis. Au 31 décembre 2014, la dette à long terme a augmenté par rapport à celle en cours au 31 décembre 2013 en raison de la croissance de notre portefeuille. Le ratio d'endettement avait légèrement diminué au 31 décembre 2013 et s'établissait à 40 % au 31 décembre 2014.

Structure du capital

Le tableau suivant présente la structure du capital à la valeur comptable aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014	2013
Facilités de crédit ¹	401 \$	311 \$
Emprunts de la société ¹	1 286	1 406
Emprunts des filiales ²	5 991	4 906
Dette à long terme	7 678	6 623
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	2 495	2 148
Capitaux propres	8 881	7 536
Total de la structure du capital	19 054 \$	16 307 \$
Ratio d'endettement	40 %	41 %

¹⁾ Émises par une filiale de Brookfield Renewable et garanties par Brookfield Renewable. Les montants ne sont pas garantis.

²⁾ Émis par des filiales de Brookfield Renewable et garantis par leurs actifs respectifs. Les montants ne sont pas garantis.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous avons réalisé les financements ci-après :

- En janvier 2014, le prêt-relais de 279 millions \$ contracté relativement au portefeuille hydroélectrique de 360 MW situé en Nouvelle-Angleterre a été refinancé jusqu'en juillet 2017 au TIOL majoré de 2,25 %.
- En février 2014, dans le cadre de l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique de 70 MW en Nouvelle-Angleterre, nous avons réalisé un financement de 140 millions \$ par voie d'émission d'obligations à un taux d'intérêt de 5,5 % échéant en février 2024.

- En mars 2014, nous avons refinancé la dette contractée relativement à un portefeuille hydroélectrique de 349 MW en Ontario au moyen de l'émission d'obligations de premier rang de 90 millions \$ CA et d'obligations de rang inférieur de 60 millions \$ CA, à des taux d'intérêt de respectivement 3,8 % et 5,0 %, échéant en juin 2023.
- En juin 2014, nous avons refinancé une facilité d'emprunt de 125 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique de 167 MW en Nouvelle-Angleterre au moyen de l'émission de billets à huit ans échéant en janvier 2022 à un taux d'intérêt fixe de 4,59 %.
- En juin 2014, dans le cadre de l'acquisition du portefeuille éolien de 326 MW en Irlande, nous avons contracté un emprunt de 169 millions € (232 millions \$) à un taux d'intérêt fixe de 4,6 %, y compris les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en décembre 2026.
- En août 2014, nous avons prorogé l'échéance d'une tranche de 1 280 millions \$ des facilités de crédit renouvelable de la Société jusqu'en juin 2019 et avons réduit la marge applicable de 1,25 % à 1,20 %. Dorénavant, les facilités de crédit sont assorties d'une option d'effectuer des emprunts en Euros (€) et en livres sterling (£).
- En août 2014, nous avons contracté un emprunt à terme de 160 millions € (210 millions \$) lié à des installations éoliennes en Irlande de 153 MW, à un taux fixe initial de 2,9 %, y compris les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en décembre 2026.
- En octobre 2014, nous avons contracté un emprunt à terme de 560 millions \$ associé à une centrale hydroélectrique de 417 MW en Pennsylvanie. Une tranche du produit a été utilisée pour rembourser par anticipation l'obligation de 65 millions \$ à rendement élevé initialement prise en charge à l'acquisition de la centrale. Cet emprunt porte intérêt au TIOL majoré de 1,75 %, dont la marge croît de 25 points de base annuellement, et vient à échéance en juin 2018.
- En novembre 2014, nous avons prorogé de 18 mois l'échéance d'un emprunt à terme de 250 millions \$ associé au portefeuille hydroélectrique au Tennessee et en Caroline du Nord, à un taux d'intérêt fixe de 3,20 %, y compris les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en mai 2016.
- En décembre 2014, nous avons contracté un emprunt à terme et à la construction de 188 millions € (227 millions \$) lié à nos projets de développement en Irlande d'une capacité de 137 MW. Un montant de 168 millions € (203 millions \$) a été initialement prélevé sur l'emprunt à un taux de 2,82 %, y compris les swaps sur taux d'intérêt s'y rapportant. L'emprunt vient à échéance en décembre 2027.

Le 10 juin 2014, Brookfield Renewable a réalisé un placement de parts de société en commandite aux termes d'une prise ferme visant l'émission de 10,25 millions de parts de société en commandite au prix de 31,70 \$ CA chacune, pour un produit brut de 325 millions \$ CA (297 millions \$). Le produit net tiré du placement a été affecté au remboursement de l'encours de la dette et aux fins générales de l'entreprise.

Liquidités disponibles

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement, nos distributions et nos activités par l'accès à du financement de première qualité, et de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme de la production. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et l'accès aux marchés financiers publics et privés.

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150 \$	203 \$
Facilités de crédit		
Facilités de crédit autorisées	1 480	1 480
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ¹	(401)	(311)
Lettres de crédit émises	(227)	(212)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	852	957
Liquidités disponibles	1 002 \$	1 160 \$

¹⁾ Les montants ne sont pas garantis mais sont renouvelables. Le taux d'intérêt correspond au TIOL, majoré de 1,20 % (majoré de 1,25 % au 31 décembre 2013).

Dettes à long terme et facilités de crédit

Le tableau suivant présente un sommaire de nos obligations de remboursement du capital et échéances au 31 décembre 2014 :

(EN MILLIONS)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts des filiales ¹							
États-Unis	147 \$	347 \$	784 \$	777 \$	67 \$	1 346 \$	3 468 \$
Canada	53	135	49	54	52	1 455	1 798
Brésil	23	22	21	20	19	84	189
Europe	33	36	40	41	44	400	594
	256	540	894	892	182	3 285	6 049
Emprunts de la société et facilités de crédit ¹	-	258	-	172	401	861	1 692
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	30	-	125	-	-	-	155
	286	798	1 019	1 064	583	4 146	7 896
Intérêts à payer²							
Emprunts des filiales							
États-Unis	182	177	173	125	97	626	1 380
Canada	101	99	92	89	85	556	1 022
Brésil	13	11	10	8	7	22	71
Europe	21	19	19	19	17	75	170
	317	306	294	241	206	1 279	2 643
Emprunts de la société et facilités de crédit	75	75	59	59	47	189	504
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	5	5	2	-	-	-	12
	397	386	355	300	253	1 468	3 159
	683 \$	1 184 \$	1 374 \$	1 364 \$	836 \$	5 614	11 055 \$

¹⁾ Les emprunts des filiales et les emprunts de la société et facilités de crédit comprennent les primes non amorties et les coûts de financement différés de respectivement 8 millions \$ et 71 millions \$.

²⁾ S'entend du total des intérêts qui devraient être versés sur la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon les taux d'intérêt estimés.

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas que la négociation de nos emprunts jusqu'en 2019 à des conditions acceptables ne soulève de problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

Le profil global relatif aux échéances et aux taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit se présentait comme suit aux 31 décembre :

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	2014	2013	2014	2013
Emprunts de la société	6,7	7,7	5,3	5,3
Emprunts des filiales	10,4	11,8	5,3	6,0
Facilités de crédit	4,5	3,8	1,4	1,4

Les billets à moyen terme de série 3 de la Société viennent à échéance dans un an, soit en 2016. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, nous avons continué à tirer parti du contexte de faible taux d'intérêt, ce qui a permis de réduire de 6,0 % à 5,3 % nos coûts d'emprunt sur les emprunts contractés par les filiales. La durée moyenne et le taux d'intérêt moyen des emprunts de nos filiales a diminué au cours de l'exercice en raison surtout de l'obtention d'un emprunt à terme de 560 millions \$ sur l'installation de 417 MW en Pennsylvanie. Également au cours de l'exercice, nous avons prorogé l'échéance d'une tranche de 1 280 millions \$ de nos facilités de crédit jusqu'au 30 juin 2019.

PROFIL DES CONTRATS

Notre profil largement prévisible s'appuie sur des conventions d'achat d'électricité à long terme d'une durée résiduelle moyenne pondérée de 18 ans et à un portefeuille bien diversifié axé sur une production stable d'électricité. Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin d'assurer un degré élevé de prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous avons néanmoins une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement au changement climatique et des exigences de la législation dans certaines régions visant à délaissier la production d'énergie à partir de combustible fossile.

Le tableau suivant présente les contrats conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production selon une moyenne à long terme :

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE	2015	2016	2017	2018	2019
Production (GWh)					
Production visée par contrat ¹					
Hydroélectricité					
États-Unis ²	8 847	9 053	7 018	7 018	7 018
Canada	5 185	5 185	5 185	5 185	5 175
Brésil	2 888	2 689	1 961	1 736	1 736
	16 920	16 927	14 164	13 939	13 929
Énergie éolienne					
États-Unis	1 292	1 292	1 292	1 292	1 292
Canada	1 197	1 197	1 197	1 197	1 197
Europe	1 130	1 146	1 146	1 146	1 146
	3 619	3 635	3 635	3 635	3 635
	20 539	20 562	17 799	17 574	17 564
Production non visée par contrat	3 548	3 515	6 269	6 494	6 504
Moyenne à long terme totale	24 087	24 077	24 068	24 068	24 068
Moyenne à long terme au prorata ³	18 668	18 650	18 642	18 641	18 641
Production visée par contrat – au 31 décembre 2014					
% de la production totale	85 %	85 %	74 %	73 %	73 %
% de la production totale au prorata ³	91 %	90 %	83 %	82 %	82 %
Prix par MWh – production totale	81 \$	80 \$	83 \$	84 \$	85 \$
Prix par MWh – production totale au prorata	79	79	80	81	82

¹⁾ Les actifs en cours de construction sont compris lorsque les détails au sujet de la tarification et de la moyenne à long terme sont disponibles et que la date de début des activités commerciales est précisée dans un contrat de construction définitif.

²⁾ Comprend la production de 1 812 GWh pour 2015 et 2 035 GWh pour 2016 garantie par des contrats financiers.

³⁾ La moyenne à long terme au prorata comprend les actifs en propriété exclusive, notre quote-part des actifs en propriété non exclusive et des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

La majorité des conventions d'achat d'électricité à long terme sont conclues avec des contreparties solvables ou de première qualité. La répartition de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité pour 2015 se compose : de Brookfield (45 %), d'organismes publics d'électricité (23 %), d'utilisateurs industriels (29 %) et de sociétés de distribution (3 %).

RÉSUMÉ DES BILANS CONSOLIDÉS

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des bilans consolidés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	18 566 \$	15 741 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	273	290
Total de l'actif	19 849	16 999
Dette à long terme et facilités de crédit	7 678	6 623
Passifs d'impôt différé	2 637	2 265
Total du passif	10 968	9 463
Actions privilégiées	728	796
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	2 062	1 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	59	54
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 865	2 657
Capitaux propres des commanditaires	3 167	2 726
Total du passif et des capitaux propres	19 849	16 999

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Développement et construction

Le solde des coûts de développement liés au projet hydroélectrique de 25 MW au Brésil et aux trois installations éoliennes en Irlande d'une puissance totale de 137 MW devrait s'élever à 164 millions \$. Au 31 décembre 2014, les liquidités soumises à restrictions d'un montant de 56 millions \$ étaient détenues et réservées aux fins de financer le solde de ces coûts. Les projets en Irlande devraient être pleinement en exploitation d'ici la fin de 2015 et la centrale hydroélectrique au Brésil, au cours de 2017.

Engagements et éventualités

En novembre 2014, nous avons conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille de 488 MW au Brésil comprenant une capacité de production hydroélectrique, éolienne et à partir de la biomasse. Le portefeuille devrait produire environ 2 100 GWh par année. La transaction représente une valeur d'entreprise totale de 2,4 milliards R \$ (935 millions \$). La clôture de la transaction est prévue se faire au cours du premier semestre de 2015. La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et aux conditions de clôture. En novembre 2014, nous avons aussi conclu une entente en vue d'acquérir deux projets de développement hydroélectriques à un stade avancé de 47 MW au Brésil

dont la production annuelle devrait atteindre environ 280 GWh une fois les centrales entièrement mises en service. Nous avons conclu cette acquisition en février 2015; se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture ». Ces acquisitions sont réalisées avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable conservera une participation d'environ 40 %.

À la date de clôture, nous avons des engagements liés à des paiements minimaux futurs au titre de contrats de location non résiliables dont les échéances sont les suivantes :

(EN MILLIONS)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
Contrats de location simple	21 \$	22 \$	19 \$	18 \$	17 \$	151 \$	248 \$
Contrats de location-financement	-	-	-	-	1	43	44
Total	21 \$	22 \$	19 \$	18 \$	18 \$	194 \$	292 \$

Brookfield Renewable, au nom de ses filiales, et certaines des filiales en leur propre nom ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour de plus amples renseignements.

Brookfield Renewable et les investisseurs institutionnels ont conjointement fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à des participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund et Brookfield Infrastructure Fund II. Au 31 décembre 2014, les lettres de crédit émises conjointement par Brookfield Renewable et les investisseurs institutionnels s'élevaient à 125 millions \$ (93 millions \$ en 2013).

Garanties

Dans le cours normal des activités, nous signons des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment d'acquisitions, de projets de construction et d'investissement et d'achat d'actifs. Nous avons également convenu d'indemniser nos administrateurs et certains de nos dirigeants et employés. La nature des indemnisations nous empêche de faire une estimation raisonnable du montant maximal que nous pourrions être tenus de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal et que les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Dans le passé, nous n'avons jamais versé de montant important aux termes de conventions d'indemnisation.

ACCORDS HORS BILAN

Brookfield Renewable n'a pas conclu d'accords hors bilan.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées de Brookfield Renewable se font dans le cours normal des activités et sont comptabilisées à la valeur d'échange. Les transactions entre parties liées de Brookfield Renewable se font principalement avec Brookfield.

Brookfield Renewable vend de l'électricité à Brookfield aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme afin de générer des flux de trésorerie sous contrat et de réduire l'exposition de Brookfield Renewable aux prix de l'électricité sur des marchés déréglementés. Brookfield Renewable

bénéficie également d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines installations et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie.

Outre ces conventions, Brookfield Renewable et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 9 intitulée « Transactions entre parties liées » de nos états financiers consolidés audités.

Brookfield Renewable a également conclu un certain nombre de conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles celle-ci, à titre de membre directeur des entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund et à Brookfield Infrastructure Fund II dans lesquelles Brookfield Renewable détient des participations dans des activités de production d'énergie avec des partenaires institutionnels, a convenu de conférer à Brookfield Renewable le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de ces entités.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	433 \$	456 \$	376 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	6	6	2
	439 \$	462 \$	378 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(9) \$	(36) \$	(40) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(21)	(20)	(18)
Services d'assurance	(29)	(26)	(18)
	(59) \$	(82) \$	(76) \$
Coûts de service de gestion	(51) \$	(41) \$	(36) \$

Les produits tirés des conventions d'achat d'électricité et des conventions relatives aux produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 étaient moins élevés que ceux de l'exercice précédent. Cette baisse est essentiellement attribuable à une diminution du degré de maintien des prix et témoigne du solide contexte de prix qui nous a été favorable au premier trimestre de 2014. Les achats d'énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont diminué en regard de ceux de l'exercice précédent en raison de la diminution des achats d'électricité destinés à nos centrales de cogénération.

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les bilans consolidés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	2014	2013
Actifs courants			
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir de	Brookfield	54 \$	36 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	9	12
		63 \$	48 \$
Passifs courants			
Montants à payer à des parties liées			
Montant à payer à	Brookfield	56 \$	48 \$
Distributions à payer sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	21	62
Montant à payer à	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	2	-
		79 \$	110 \$

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	700 \$	735 \$	413 \$
Activités de financement	1 299	(263)	335
Activités d'investissement	(2 037)	(397)	(828)
Perte de change sur la trésorerie	(15)	(9)	(8)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(53) \$	66 \$	(88) \$

Au 31 décembre 2014, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 150 millions \$, ce qui représente une baisse de 53 millions \$ depuis le 31 décembre 2013.

Activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 700 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 35 millions \$ sur 12 mois attribuable principalement à la baisse des fonds provenant des activités. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 735 millions \$, soit une augmentation de 322 millions \$ sur 12 mois. L'augmentation est principalement attribuable aux fonds provenant des activités.

Variation nette du fonds de roulement

La variation nette des soldes du fonds de roulement, présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos les 31 décembre, s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Créances clients et autres actifs courants	20 \$	47 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(54)	(42)
Autres actifs et passifs	14	(4)
	(20) \$	1 \$

Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 1 299 millions \$. Les produits d'emprunts sous forme de dette à long terme ont été de 2 118 millions \$ en hausse en raison de la croissance de notre portefeuille, du financement additionnel associé au portefeuille hydroélectrique de 349 MW en Ontario, du financement de 560 millions \$ associé à la centrale hydroélectrique de 417 MW en Pennsylvanie et des financements d'un total de 328 millions € (413 millions \$) associés aux installations éoliennes et projets de développement en Irlande. Les remboursements de dette à long terme liés aux emprunts des filiales et facilités de crédit se sont élevés à 1 046 millions \$. L'émission de 10 250 000 parts de société en commandite au prix de 31,70 \$ CA chacune a généré un produit net de 285 millions \$. Le capital provenant des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation est attribuable à la croissance de notre portefeuille et s'est élevé à 610 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite se sont élevées à 480 millions \$ (378 millions \$ en 2013). En raison du changement de la date de versement des distributions trimestrielles à partir du premier trimestre de 2014, ce qui a donné lieu à des distributions au 31 janvier 2014 et au 31 mars 2014, les montants payés au premier trimestre de 2014 comprenaient les distributions déclarées au quatrième trimestre de 2013 et au premier trimestre de 2014. Les distributions versées au premier trimestre de 2013 comprenaient celles déclarées au cours du trimestre précédent. De plus, nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,55 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 10 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2014. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ont été de 188 millions \$ (157 millions \$ en 2013). Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique intitulée « Dividendes et distributions ».

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 263 millions \$. Des remboursements de l'ordre de 1,7 milliard \$ ont été faits sur les emprunts des filiales et les facilités de crédit. La dette à long terme a bondi de 1,4 milliard \$ en raison de la croissance de notre portefeuille et du refinancement de deux installations éoliennes en Ontario. Le capital provenait des émissions d'actions privilégiées de catégorie A de série 5 et de série 6, pour un montant en capital de 175 millions \$ CA pour chacune des séries. Le capital provenant des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation comprend le co-investissement par un fonds privé parrainé par Brookfield Asset Management.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite se sont élevées à 378 millions \$ (362 millions \$ en 2012). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ont été de 157 millions \$ (38 millions \$ en 2012). Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique intitulée « Dividendes et distributions ».

Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 2 037 millions \$. Nos investissements étaient liés à l'acquisition d'une installation hydroélectrique en Pennsylvanie, d'un portefeuille éolien en Irlande, d'un portefeuille hydroélectrique dans l'État du Maine et de la participation restante de 50 % détenue par notre partenaire dans une centrale hydroélectrique en Californie, qui ont totalisé 1 838 millions \$ dans leur ensemble. De plus, nos investissements continus dans la construction d'actifs de production d'énergie ont été de 78 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien ont totalisé 108 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 397 millions \$. Nos investissements étaient liés à l'acquisition d'installations hydroélectriques dans l'État du Maine, de la participation restante de 50 % détenue par notre partenaire dans une installation située en Colombie-Britannique et dans un portefeuille d'installations éoliennes en Californie, qui ont totalisé 241 millions \$ dans leur ensemble. De plus, nos investissements dans la construction d'actifs de production d'énergie ont été de 147 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien ont totalisé 79 millions \$.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Actions privilégiées

En janvier et en mai 2013, nous avons conclu des émissions, entre autres l'émission de 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A, série 5 et série 6, à dividendes annuels cumulatifs fixes de 5 %, au prix de 25,00 \$ CA par action privilégiée de catégorie A, pour un produit brut de 350 millions \$ CA (348 millions \$). Le total des coûts de transaction associés à ces émissions s'est élevé à 11 millions \$ CA (11 millions \$). Le produit net a été utilisé pour rembourser des dettes impayées et pour répondre aux besoins généraux de la société. Au 31 décembre 2014, aucune action privilégiée n'avait été rachetée.

Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions sur les parts de société en commandite dépassent 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions trimestrielles dépassent 0,4225 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Par conséquent, des distributions incitatives de 2 millions \$ ont été versées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield

BRELP a émis des parts de société en commandite rachetables/échangeables à Brookfield, qui, à la demande du porteur, doivent être rachetées par BRELP pour une contrepartie en trésorerie. Ce droit est assujéti au droit de premier refus de Brookfield Renewable qui lui permet, à son gré, de choisir d'acquérir toutes les parts ainsi présentées à BRELP à des fins de rachat en échange de parts de société en commandite. Si Brookfield Renewable choisit de ne pas échanger les parts de société en commandite rachetables/échangeables contre des parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables doivent être rachetées au comptant. Comme Brookfield Renewable peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non dans le passif.

CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Le 10 juin 2014, Brookfield Renewable a réalisé un placement de parts de société en commandite aux termes d'une prise ferme visant l'émission de 10 250 000 parts de société en commandite au prix de 31,70 \$ CA chacune, pour un produit brut de 325 millions \$ CA (297 millions \$). Brookfield Renewable a engagé des coûts de transaction de 13 millions \$ CA (12 millions \$) associés au placement.

Brookfield Asset Management détient désormais, directement et indirectement, 169 685 609 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, ce qui représente environ 62 % de Brookfield Renewable, compte tenu d'un échange intégral.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Le tableau suivant présente les actions et les parts en circulation aux 31 décembre :

	2014	2013
Actions privilégiées de catégorie A		
Série 1	10 000 000	10 000 000
Série 3	10 000 000	10 000 000
Série 5	7 000 000	7 000 000
Série 6	7 000 000	7 000 000
	34 000 000	34 000 000
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	132 984 913	132 901 916
Émission de parts de société en commandite	10 250 000	-
Régime de réinvestissement des distributions	121 941	82 997
Solde à la fin de l'exercice	143 356 854	132 984 913
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral¹⁾	273 015 477	262 643 536
Parts de société en commandite détenues par		
Brookfield	40 026 986	40 026 986
Porteurs de parts de société en commandite externes	103 329 868	92 957 927
	143 356 854	132 984 913

¹⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange des parts de société en commandite rachetables/échangeables contre des parts de société en commandite au début de l'exercice.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant présente la répartition des dividendes et des distributions pour les exercices clos les 31 décembre :

	Déclarés			Versés		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Actions privilégiées de catégorie A						
Série 1	12 \$	13 \$	13 \$	12 \$	13 \$	13 \$
Série 3	10	11	3	11	12	-
Série 5	8	8	-	8	6	-
Série 6	8	5	-	8	4	-
	38 \$	37 \$	16 \$	39 \$	35 \$	13 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	149 \$	122 \$	24 \$	149 \$	122 \$	24 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	4 \$	4 \$	4 \$	4 \$	4 \$	4 \$
Distributions incitatives	2	-	-	2	-	-
	6 \$	4 \$	4 \$	6 \$	4 \$	4 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	201 \$	188 \$	179 \$	231 \$	185 \$	177 \$
Capitaux propres des commanditaires Brookfield	62	58	66	71	56	73
Porteurs de parts de société en commandite externes	154	135	117	172	133	108
	216 \$	193 \$	183 \$	243 \$	189 \$	181 \$

En janvier 2012, les distributions aux porteurs de parts de société en commandite sont passées à 1,38 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de trois cents par part de société en commandite, qui a pris effet au cours de la distribution versée en avril 2012.

En janvier 2013, les distributions aux porteurs de parts de société en commandite sont passées à 1,45 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de sept cents par part de société en commandite, qui a pris effet au cours de la distribution versée en avril 2013.

En février 2014, les distributions aux porteurs de parts de société en commandite sont passées à 1,55 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de dix cents par part de société en commandite, qui a pris effet au cours de la distribution versée en mars 2014.

ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés annuels sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut poser des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 2 intitulée « Mode de présentation et principales méthodes comptables » de nos états financiers consolidés audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du Règlement 51-102, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les ajustements, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque ». L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers de Brookfield Renewable de façon significative. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

ESTIMATIONS CRITIQUES

Brookfield Renewable fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels ainsi que sur le montant déclaré des produits et des autres éléments du résultat global de l'exercice considéré. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations et les hypothèses critiques dans la détermination des montants déclarés dans les états financiers consolidés portent sur les éléments suivants :

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles de Brookfield Renewable est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 11 intitulée « Immobilisations corporelles, à la juste valeur » de nos états financiers consolidés audités. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Brookfield Renewable d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour en savoir plus, se

reporter à la note 2 o) iii) « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles » de nos états financiers consolidés audités.

L'estimation des durées d'utilité et des valeurs résiduelles permet de calculer l'amortissement. Des révisions annuelles sont effectuées pour s'assurer de l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

ii) Instruments financiers

Brookfield Renewable fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Brookfield Renewable des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou payerait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 8 intitulée « Gestion des risques et instruments financiers » de nos états financiers consolidés audités pour de plus amples détails.

iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur durant l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates des bilans consolidés. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont.

JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les jugements critiques rendus quant à l'application des méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés et dont l'incidence est significative sur les montants qui y sont présentés portent sur les points suivants :

i) Préparation des états financiers consolidés

Les présents états financiers consolidés présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Brookfield Renewable. Il faut faire preuve de jugement pour établir les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés comme faisant partie des activités de Brookfield Renewable.

ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application de l'IFRS 3 et la direction a donc fait preuve de jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions. La direction a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude, selon l'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* (« IAS 8 »). Par conséquent, les états financiers consolidés comprennent les actifs

et les passifs acquis à la valeur comptable précédente dans les états financiers de la société regroupée. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles de Brookfield Renewable est décrite à la note 2 f) intitulée « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » de nos états financiers consolidés audités. L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut faire preuve de jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables à inclure dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

Brookfield Renewable détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations de Brookfield Renewable portent sur 20 ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée.

Le modèle d'évaluation intègre les flux de trésorerie futurs des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, lorsqu'il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Pour ce qui est de la production future estimée qui n'intègre pas les prix fixés par des conventions d'achat d'électricité à long terme, le modèle de flux de trésorerie repose sur des estimations des prix futurs de l'électricité, en tenant compte des cours proposés par des courtiers obtenus de sources indépendantes pour les années où le marché est liquide. L'évaluation des actifs de production d'énergie qui ne sont pas directement liés à des conventions d'achat d'électricité à long terme s'appuie également sur l'utilisation d'une estimation à long terme des prix futurs de l'électricité. À cette fin, selon le modèle d'évaluation, un taux d'actualisation permettant de dégager un rendement raisonnable est appliqué au coût tout inclus de construction de nouvelles installations éoliennes terrestres et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme de Brookfield Renewable est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2020. Cette année est celle où les producteurs nord-américains doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes installations alimentées au charbon et des échéances de conformité aux émissions de l'Environmental Protection Agency. Brookfield Renewable a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles installations éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des installations hydroélectriques. Au Brésil, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout inclus de nouvelles installations hydroélectriques et éoliennes.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des installations en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés

en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque installation en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur 20 ans auquel elle se conforme pour s'assurer que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers de Brookfield Renewable est décrite à la note 2 i) intitulée « Instruments financiers » de nos états financiers consolidés audités. En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net et pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat de Brookfield Renewable est décrite à la note 2 k) intitulée « Impôts sur le résultat » de nos états financiers consolidés audités. Pour l'application de cette méthode, il faut faire preuve de jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») qui reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. La norme introduit de nouvelles exigences en matière de classement, d'évaluation, de dépréciation et de comptabilité de couverture. L'IFRS 9 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'application anticipée est permise. L'application rétrospective est exigée, mais pas les informations comparatives. L'application anticipée des versions antérieures (2009, 2010 et 2013) de l'IFRS 9 est permise si la date de première application précède le 1^{er} février 2015. À l'heure actuelle, la direction évalue l'incidence de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

ii) Modifications de l'IFRS 10 et de l'IAS 28

Les modifications de l'IFRS 10, *États financiers consolidés* (« IFRS 10 ») et de l'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises (2011)* (« IAS 28 ») visent à remédier à l'incohérence manifeste entre les dispositions de l'IFRS 10 et celles de l'IAS 28 relativement à la vente ou à l'apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise. La principale conséquence des modifications est que le montant intégral du profit ou de la perte est comptabilisé lorsqu'une transaction concerne une entreprise (que celle-ci exerce ou non ses activités à titre de filiale). Un profit ou une perte est comptabilisé partiellement lorsqu'une transaction concerne des actifs qui ne constituent pas une entreprise, même si ces actifs sont rattachés à une filiale. Les modifications s'appliquent aux transactions effectuées pendant les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et

l'adoption anticipée est permise. La direction évalue actuellement l'incidence des modifications de l'IFRS 10 et de l'IAS 28 sur les états financiers consolidés.

iii) Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients* (« IFRS 15 ») qui définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats intervenus avec des clients et qui remplacera la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et l'IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits afin de refléter le transfert des biens et services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. La norme prescrit un modèle en cinq étapes pour appliquer ces principes et fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La direction évalue actuellement l'incidence de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.

ADOPTION DE NORMES COMPTABLES

L'adoption et l'application par Brookfield Renewable de l'IFRIC 21, *Droits ou taxes*, à compter du 1^{er} janvier 2014 n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information

Notre direction, avec le concours du chef de la direction et du chef de la direction des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information financière (au sens donné à l'expression correspondante dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *United States Securities Exchange Act of 1934*, dans leur version modifiée (l'« Exchange Act »), en date de la clôture de l'exercice visé par le présent rapport annuel. Selon cette évaluation, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que les contrôles et les procédures de communication de l'information financière sont conçus pour donner un niveau d'assurance raisonnable et qu'ils sont efficaces, que l'information importante que nous devons présenter dans les documents que nous déposons ou soumettons aux termes de l'Exchange Act est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la Securities Exchange Commission, et qu'elle est accumulée puis communiquée à notre direction, y compris à notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information en date du 31 décembre 2014. Même si les contrôles et procédures de communication de l'information financière et le contrôle interne à l'égard de l'information financière étaient adéquats et efficaces, nous continuons de mettre en place des mesures pour renforcer ces processus et procédures de contrôle.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il incombe à la direction d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, selon la définition stipulée dans la Règle 13a-15 (f) en vertu de la loi américaine *Exchange Act*. Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris, en ce qui nous concerne, les personnes occupant les fonctions de principal dirigeant et de principaux responsables des finances, nous avons procédé à une évaluation de l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2014, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. D'après l'évaluation effectuée en vertu du document *Internal Control – Integrated Framework*, la direction a conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace en date du 31 décembre 2014.

Tous les contrôles internes, peu importe la qualité de leur conception, ont des limites inhérentes. Ainsi, même les systèmes reconnus comme étant efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers. De plus, toute projection d'une évaluation d'efficacité à l'égard de périodes futures court le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison d'un changement de situation ou que le niveau de conformité aux conventions ou procédures diminue.

Rapport annuel des auditeurs indépendants d'un cabinet d'experts-comptables inscrit

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2014 a été auditée par Ernst & Young, comptables professionnels agréés, comptables agréés, qui a également audité les états financiers consolidés, comme il est énoncé dans son rapport figurant dans le présent document.

Limites de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière

Pour concevoir et évaluer les contrôles et procédures de communication de l'information financière, la direction reconnaît que, peu importe la manière dont ces contrôles et procédures sont conçus et exécutés, elle ne peut donner que l'assurance raisonnable de l'atteinte des objectifs de contrôle souhaités. En outre, la conception des contrôles et procédures de communication de l'information financière doit prendre en compte les contraintes de ressources et le fait que la direction doit avoir recours à son jugement pour évaluer les avantages des contrôles et procédures par rapport à leur coût.

Changements dans le contrôle interne

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014 n'a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

REVUE DE L'EXPLOITATION POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les trimestres clos les 31 décembre :

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹		2014	2013	
PRODUCTION (GWh)	2014	2013	2014	2013	2014	2013	
Production d'énergie hydroélectrique							
États-Unis	2 434	2 226	2 796	2 450	(362)	(224)	208
Canada	1 714	1 401	1 218	1 171	496	230	313
Brésil	795	923	900	923	(105)	-	(128)
	4 943	4 550	4 914	4 544	29	6	393
Énergie éolienne							
États-Unis	230	175	274	274	(44)	(99)	55
Canada	311	328	343	343	(32)	(15)	(17)
Europe	299	-	235	-	64	-	299
	840	503	852	617	(12)	(114)	337
Divers	56	215	4	219	52	(4)	(159)
Total ²	5 839	5 268	5 770	5 380	69	(112)	571

¹⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

²⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Les niveaux de production pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 ont totalisé 5 839 GWh, comparativement à une moyenne à long terme de 5 770 GWh, et 571 GWh de plus qu'à la période correspondante de l'exercice précédent.

La production du portefeuille hydroélectrique a totalisé 4 943 GWh, soit une production conforme à la moyenne à long terme de 4 914 GWh, et 393 GWh de plus qu'à la période correspondante de l'exercice précédent. La production provenant des actifs hydroélectriques existants s'est élevée à 4 634 GWh, comparativement à une production de 4 550 GWh pour l'exercice précédent. La variation sur 12 mois des résultats des installations existantes reflète les importants apports d'eau de nos centrales en Ontario et l'amélioration des conditions hydrologiques en Nouvelle-Angleterre et en Louisiane, contrebalancés en partie par une baisse des apports d'eau à nos centrales dans l'État de New York, au Tennessee et en Caroline du Nord. Au Brésil, notre production pour le trimestre a été inférieure aux niveaux assurés en raison des conditions de sécheresse; toutefois, l'incidence de la sécheresse a été atténuée grâce à notre participation au programme d'équilibrage hydrologique. La production des installations récemment acquises et mises en service a totalisé 309 GWh.

La production du portefeuille éolien s'est élevée à 840 GWh, comparativement à une moyenne à long terme de 852 GWh, et 337 GWh de plus qu'à la période correspondante de l'exercice précédent. La production des actifs existants a augmenté par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent en raison de l'amélioration du régime de vents dans l'ensemble du portefeuille éolien aux États-Unis et de la production du portefeuille éolien en Irlande, qui a totalisé 299 GWh.

Depuis avril 2014, la production de notre installation alimentée au gaz naturel de 110 MW en Ontario n'est pas visée par contrat. Depuis cette date, la production de cette installation est minime, en raison de la faiblesse des prix de l'électricité par rapport aux prix du marché du gaz. Les activités de cette installation ont été suspendues temporairement, mais elles pourraient reprendre si la conjoncture le permettait.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS CONSOLIDÉS HISTORIQUES

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière trimestrielle non auditée des douze derniers trimestres :

	2014				2013				2012			
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	5 770	5 065	6 691	5 770	5 380	4 960	6 171	5 325	4 606	4 049	4 998	4 549
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	5 839	4 383	6 615	5 711	5 268	5 154	6 265	5 535	4 053	2 971	4 101	4 817
Produits	408 \$	342 \$	474 \$	480 \$	393 \$	392 \$	484 \$	437 \$	317 \$	229 \$	337 \$	426 \$
BAIIA ajusté ³	273	223	360	360	272	260	357	319	195	118	221	318
Fonds provenant des activités ³	116	61	198	185	137	108	187	162	74	11	87	175
Résultat net :												
Participations ne donnant pas le contrôle												
Actions privilégiées	9	10	10	9	10	10	10	7	6	4	3	3
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(8)	(2)	21	40	(7)	8	24	16	(14)	(11)	(14)	(1)
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	-	-	-	1	-	-	-	1	(1)	-	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	(16)	20	37	10	5	22	30	(27)	(26)	4	14
Capitaux propres des commanditaires	16	(17)	21	38	11	5	22	31	(28)	(26)	4	15
	31	(25)	72	125	24	28	78	85	(64)	(59)	(3)	31
Résultat de base et dilué par part de société en commandite	0,11	(0,13)	0,15	0,29	0,08	0,04	0,17	0,23	(0,20)	(0,20)	0,03	0,11
Moyenne des parts de société en commandite en circulation (en millions)	143,3	143,3	135,3	133,0	132,9	132,9	132,9	132,9	132,9	132,9	132,9	132,9
Distributions :												
Actions privilégiées	9	10	10	9	10	10	10	7	6	3	4	3
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	50	50	51	50	47	47	47	47	45	45	45	44
Capitaux propres des commanditaires	56	56	53	51	48	49	48	48	45	46	47	45

¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales.

³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS », « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 » et « Revue financière par secteur pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ».

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

a) Risque de marché

Le risque de marché est défini aux fins des présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des prix du marché.

Brookfield Renewable est exposée au risque de marché découlant des actifs et des passifs libellés en devises, de l'incidence des variations des taux d'intérêt et des passifs à taux variable. Le risque de marché est géré en finançant les actifs au moyen de passifs financiers libellés dans la même devise et assortis de modalités semblables liées aux taux d'intérêt, ainsi qu'en détenant des contrats financiers, tels que des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change, de façon à réduire au minimum le reste du risque couru. Les instruments financiers détenus par Brookfield Renewable qui sont assujettis au risque de marché comprennent les emprunts ainsi que les instruments financiers comme les contrats de taux d'intérêt, les contrats de change et les contrats sur marchandises. Les catégories d'instruments financiers qui peuvent donner lieu à une variabilité considérable sont décrites ci-après :

i) Risque de prix de l'électricité

Le risque de prix de l'électricité est défini aux fins des présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des prix des marchandises. Le risque de prix de l'électricité est lié à la vente, par Brookfield Renewable, de la part de sa production non régie par contrat. Brookfield Renewable vise à vendre la majorité de son l'électricité en vertu de contrats à long terme afin d'assurer la stabilité des prix et de réduire son exposition aux marchés de gros.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du prix du marché de l'électricité aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du prix du marché, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % du prix de l'électricité du marché sur des contrats d'énergie dérivés en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net			Incidence sur les autres éléments du résultat global		
(EN MILLIONS)	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Augmentation de 5 %	- \$	- \$	1 \$	(9)\$	1 \$	- \$
Diminution de 5 %	-	-	(1)	9	(1)	-

ii) Risque de change

Le risque de change est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur lié à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des taux de change.

Brookfield Renewable est exposée au dollar canadien, au réal brésilien et à l'Euro en raison des participations qu'elle détient dans des établissements étrangers. Par conséquent, les fluctuations du dollar américain par rapport à ces devises augmentent la volatilité du résultat net et des autres éléments du résultat global. Brookfield Renewable détient des contrats de change dans le but principal d'atténuer cette exposition.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du taux de change aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du taux de change, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % des taux de change du dollar américain sur les swaps de change en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net			Incidence sur les autres éléments du résultat global		
(EN MILLIONS)	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Augmentation de 5 %	12 \$	- \$	- \$	19 \$	- \$	- \$
Diminution de 5 %	(12)	-	-	(19)	-	-

iii) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des taux d'intérêt.

Les actifs de Brookfield Renewable consistent essentiellement en actifs physiques de longue durée. Les passifs financiers de Brookfield Renewable sont principalement constitués de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt. Tous les passifs financiers non dérivés sont comptabilisés au coût amorti. Brookfield Renewable détient aussi des contrats sur taux d'intérêt pour s'assurer des taux fixes sur certaines émissions à venir de titres de créance.

Brookfield Renewable conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie de Brookfield Renewable, principalement sur les intérêts à payer sur la dette à taux variable de Brookfield Renewable, laquelle se limite à certains emprunts de filiales, dont la valeur totale du capital s'élevait à 2 552 millions \$ (1 515 millions \$ en 2013). De ce montant en capital, une tranche de 1 237 millions \$ (806 millions \$ en 2013) a été couverte grâce à des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations de taux d'intérêt aux 31 décembre, qui est présentée de façon à illustrer leur effet sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 1 % des taux d'intérêt, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 1 % des taux d'intérêt sur les swaps de taux d'intérêt et la dette à taux variable en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net			Incidence sur les autres éléments du résultat global		
(EN MILLIONS)	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Augmentation de 1 %	(13) \$	(7) \$	(7) \$	138 \$	96 \$	51 \$
Diminution de 1 %	13	7	7	(138)	(96)	(51)

b) Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte découlant du non-respect, par un emprunteur ou une contrepartie, de ses obligations contractuelles. L'exposition de Brookfield Renewable au risque de crédit lié aux instruments financiers a trait essentiellement aux obligations des contreparties à l'égard des contrats d'énergie, des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme et des transactions physiques d'électricité et de gaz.

Brookfield Renewable réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité de Brookfield Renewable sont examinées régulièrement et sont conclues presque exclusivement avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Au 31 décembre 2014, 99 % des créances clients de 91 millions \$ de Brookfield Renewable étaient courantes (99 % en 2013). Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients de Brookfield Renewable, se reporter à la note 7 intitulée « Créances clients et autres actifs courants » de nos états financiers consolidés audités.

L'exposition maximale au risque de crédit aux 31 décembre s'établissait comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150 \$	203 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹⁾	313	244
Créances clients et autres créances courantes	131	170
Actifs liés à des instruments financiers	66	17
Montants à recevoir de parties liées	63	48
	723 \$	682 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque que nous ne puissions pas combler des besoins de trésorerie ou nous acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie et l'accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la rubrique intitulée « Situation de trésorerie et sources de financement ». Nous veillons aussi à avoir accès aux marchés financiers et nous maintenons une solide note de crédit de première qualité de BBB (élevé).

Nous sommes également exposés au risque lié au financement par emprunt. Ce risque est atténué par la nature à long terme des instruments d'emprunt et par l'échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.

L'analyse de sensibilité mentionnée dans les paragraphes précédents rend compte uniquement des risques liés aux instruments qui, à notre avis, sont sensibles aux fluctuations du marché et à la perte éventuelle pouvant découler de la sélection d'une ou de plusieurs variations hypothétiques. Par conséquent, l'information précédente ne vise pas à décrire tous les risques auxquels nous pouvons être exposés.

FACTEURS DE RISQUE

Les facteurs de risque auxquels les activités de Brookfield Renewable sont les plus susceptibles d'être exposées sont présentés ci-après. Ce sommaire ne contient que certains facteurs de risque et ne les englobe pas tous. Pour une description des autres risques possibles comme les cas fortuits, les limites d'assurance, les litiges, les relations de travail, les risques associés aux activités menées au Brésil, la croissance des nouveaux aménagements, la recherche et le financement d'occasions d'acquisition, les ententes d'exploitation à l'égard des placements en propriété non exclusive, les nouveaux marchés dans des pays étrangers, le rôle général, les questions relationnelles et d'exploitation avec Brookfield Asset Management, les risques généraux liés à notre participation dans la société en commandite, les questions fiscales générales, nationales et étrangères, et les risques associés à notre statut de société nouvellement constituée, veuillez consulter le formulaire 20-F et tout autre document public qui sont accessibles sur EDGAR et sur SEDAR.

Selon la direction, aucun changement, sinon les risques liés à la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie, n'est survenu dans l'environnement économique ni à l'égard des risques qui pourraient avoir une incidence sur les activités ou les résultats de Brookfield Renewable depuis la fin de l'exercice 2013.

RISQUES LIÉS À NOS ACTIVITÉS ET AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques ou dans le régime de vents à nos installations éoliennes ou dans les conditions météorologiques générales à nos centrales de cogénération alimentées à la biomasse pourraient avoir une incidence défavorable importante sur le volume d'électricité produite.

Les produits générés par nos installations sont proportionnels à la quantité d'électricité produite, qui elle-même est fonction du débit d'eau disponible, du régime de vents et des conditions météorologiques générales. Les conditions hydrologiques et le régime de vents varient naturellement selon les saisons et les années et peuvent également varier de façon permanente en raison de changements climatiques ou d'autres facteurs. Une catastrophe naturelle pourrait également avoir une incidence sur les débits d'eau dans les bassins hydrologiques que nous exploitons. Par ailleurs, les droits d'usage de l'eau appartiennent en général aux gouvernements, ou sont contrôlés par ceux-ci, lesquels se réservent le droit de contrôler le niveau des eaux ou d'imposer des exigences relatives à l'usage de l'eau comme condition de renouvellement des permis. L'énergie éolienne est largement tributaire des conditions météorologiques, et tout particulièrement du régime de vents. La rentabilité d'une installation éolienne dépend non seulement du régime de vents observé sur le site, qui est intrinsèquement variable, mais également du fait que le régime de vents observé correspond ou non aux hypothèses formulées durant la phase de développement du projet. Les conditions météorologiques ont, par le passé, occasionné de la volatilité dans les secteurs de l'éthanol et du sucre. Nous avons récemment conclu une entente pour acquérir des centrales de cogénération alimentées à la biomasse au Brésil d'une puissance installée totale de 175 MW. Puisque les usines de sucre et d'éthanol sont les fournisseurs de matière première de ces centrales, le recul de l'offre de la canne à sucre en raison d'une sécheresse, du gel ou d'inondations pourrait limiter le volume d'énergie que ces centrales de cogénération alimentées à la biomasse pourraient produire. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos centrales hydroélectriques ou du régime de vents à nos installations éoliennes ou une période prolongée de mauvaises conditions météorologiques à nos centrales de cogénération alimentées à la biomasse pourraient entraîner une variation défavorable importante du volume d'électricité produite ainsi que des produits et des flux de trésorerie.

Au Brésil, les producteurs d'énergie hydroélectrique ont accès à un programme d'équilibrage hydrologique qui, conformément aux limites mentionnées ci-dessous, stabilise l'hydrologie en veillant à ce que toutes les centrales participantes au programme reçoivent une quantité d'électricité déterminée équivalant approximativement à la moyenne à long terme, que le volume réel d'énergie produite soit supérieur ou inférieur à cette moyenne, et la quasi-totalité de nos actifs fait partie de ce groupe. En cas de sécheresse à l'échelle du pays, lorsque l'ensemble du groupe connaît une pénurie par rapport à la moyenne à long terme, on peut s'attendre à ce qu'un actif partage la pénurie de façon proportionnelle avec le reste du groupe. De plus, des règles précises stipulent les pourcentages minimaux de référence de la quantité déterminée d'électricité qui doit être réellement produite chaque année pour garantir la participation au programme. La quantité déterminée d'énergie est évaluée annuellement selon les critères de cette réglementation et peut être ajustée à la hausse ou à la baisse. Si le programme prenait fin ou qu'il était modifié ou si le montant déterminé attribué à Brookfield Renewable était révisé, les résultats financiers de Brookfield Renewable seraient exposés aux variations hydrologiques au Brésil.

Les contreparties à nos contrats peuvent être dans l'impossibilité de s'acquitter de leurs obligations; à l'échéance de nos contrats, nous pourrions donc être dans l'incapacité de les remplacer par des contrats comportant des modalités semblables.

Si, pour une raison quelconque, un des acheteurs d'électricité aux termes de ces conventions d'achat d'électricité, y compris Brookfield Asset Management, était incapable ou dans l'impossibilité de respecter ses obligations contractuelles aux termes de la convention d'achat d'électricité correspondante ou s'il refusait d'accepter la livraison de l'électricité conformément à la convention d'achat d'électricité correspondante, notre actif, notre passif, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient subir une incidence importante et défavorable, puisque nous pourrions ne pas être en mesure de remplacer la convention par une convention ayant des modalités équivalentes. Des événements externes, comme une grave récession économique, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux conventions d'achat d'électricité ou de certains consommateurs finaux de payer l'électricité reçue.

Certaines tranches de notre portefeuille hydroélectrique feront l'objet de nouveaux contrats dans l'avenir. Nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure de renégocier ces contrats à leur échéance, et, le cas échéant, nous ne pouvons pas garantir que nous serons en mesure d'obtenir les mêmes prix ou modalités dont nous bénéficions actuellement. Si nous sommes dans l'incapacité de renégocier ces contrats, ou d'obtenir des prix au moins égaux aux prix actuels, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient subir de sérieux préjudices.

Inversement, un pourcentage important de nos ventes sera effectué par des centrales qui sont assujetties à des contrats à durée indéterminée conclus avec une filiale de Brookfield Asset Management (en prenant en compte leurs droits de renouvellement) à des prix fixes par MWh de notre électricité vendue. Par conséquent, en ce qui a trait à ces centrales, notre capacité d'accroître nos produits par suite de la hausse des prix du marché pour l'énergie renouvelable peut être limitée.

Une partie importante de l'électricité que nous produisons est vendue en vertu de conventions d'achat d'électricité à long terme conclues avec Brookfield Asset Management, des services publics ou des utilisateurs finaux des secteurs industriel et commercial, parmi lesquels certains pourraient ne pas être notés par une agence de notation. Par exemple, environ 45 % de notre production visée par contrat de 2015 étaient conclues avec des entités de Brookfield qui ne sont pas notées et dont les obligations ne sont pas garanties par Brookfield Asset Management.

Les augmentations des droits d'usage de l'eau (ou de droits semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau peuvent imposer des obligations supplémentaires à Brookfield Renewable.

Les droits d'usage de l'eau appartiennent en général aux gouvernements ou sont contrôlés par ceux-ci, lesquels se réservent le droit de contrôler le niveau des eaux ou d'imposer des exigences relatives à l'usage de l'eau comme condition de renouvellement des permis, qui peuvent différer des ententes en cours. Nous sommes tenus de payer des loyers et l'impôt foncier relatifs aux droits d'usage de l'eau ou de payer des coûts semblables pour utiliser l'eau après la mise en service de nos centrales hydroélectriques. Une augmentation appréciable des loyers relatifs à l'eau ou d'autres frais semblables à l'avenir ou une modification apportée par les gouvernements à la réglementation en matière d'approvisionnement en eau pourraient avoir une incidence importante et défavorable sur notre actif, notre passif, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'offre et la demande sur le marché de l'énergie, y compris le marché de l'énergie non renouvelable, sont caractérisées par une volatilité qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les prix de l'électricité et produire un effet négatif important sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Brookfield Renewable.

Une tranche des produits de Brookfield Renewable dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés au sein desquels Brookfield Renewable exerce ses activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire d'autres sources d'électricité; la gestion de la production et la quantité de puissance installée excédentaire par rapport à la charge dans un marché donné; le coût lié au contrôle des émissions polluantes, dont possiblement le coût du carbone; la structure du marché; et les conditions météorologiques qui influent sur la charge électrique. De façon plus générale, des incertitudes persistent quant à la croissance de la demande d'électricité, laquelle est grandement influencée par la situation macroéconomique, par les prix absolus et relatifs de l'énergie ainsi que par les progrès réalisés en matière d'économie d'énergie et de gestion de la demande. Conséquemment, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification des mises hors service de centrales électriques, en partie motivées par les réglementations environnementales, ainsi qu'à l'étendue, à la cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Nous sommes d'avis que la chute récente des prix du pétrole – et par le fait même, des prix du gaz naturel – accroîtra la volatilité et fera une pression à la baisse sur les prix dans certains marchés de l'électricité, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la production qui n'est pas visée par contrat. Il est donc possible que cette volatilité sur le marché de l'énergie, mais aussi sur celui de l'énergie non renouvelable, produise un effet négatif important sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Brookfield Renewable.

Nos activités sont hautement réglementées et exposées à une réglementation accrue qui pourrait occasionner des coûts additionnels à Brookfield Renewable.

Nos actifs de production sont assujettis au dispositif réglementaire rigoureux de diverses agences gouvernementales et d'organismes de réglementation fédéraux, régionaux, étatiques, provinciaux et municipaux dans différents pays. Comme les exigences juridiques changent fréquemment et sont assujetties à l'interprétation et à l'exercice d'un certain pouvoir discrétionnaire, nous pouvons être dans l'incapacité de prédire le coût ultime de la conformité à ces exigences et leur incidence sur nos activités. Toute nouvelle loi, règle ou réglementation pourrait occasionner des dépenses supplémentaires aux fins du respect ou du maintien de la conformité ou pourrait avoir une incidence défavorable sur notre capacité

de produire et de livrer de l'énergie. De plus, des activités qui ne sont pas actuellement réglementées pourraient le devenir et se traduire par des coûts additionnels pour notre société. En outre, tout changement apporté aux structures ou aux règles du marché de gros, comme des exigences de réduction de la production ou des restrictions à l'accès au réseau électrique, pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre capacité à dégager des produits à partir de nos installations. Par exemple, en Amérique du Nord, bon nombre de nos actifs sont assujettis aux règles d'exploitation et règles du marché établies par des exploitants de réseaux indépendants comme l'ISO New England. Ces exploitants de réseaux indépendants pourraient établir des règles susceptibles d'avoir une incidence défavorable sur nos activités.

Nos concessions et nos permis pourraient ne pas être renouvelés.

Nous détenons des concessions et des permis, de même que des droits d'exploitation de nos installations, lesquels comprennent généralement des droits d'usage des terrains et de l'eau nécessaires à la production d'électricité. Nous nous attendons à ce que nos droits et permis soient renouvelés par les organismes de réglementation pertinents dans chaque pays. Toutefois, dans le cas où ces organismes de réglementation ne renouvelleraient pas nos droits, ou s'ils décidaient de renouveler nos concessions et nos permis, selon le cas, en vertu de modalités qui imposeraient des coûts supplémentaires ou des restrictions additionnelles, comme l'établissement d'un prix plafond pour les ventes d'énergie, notre rentabilité et nos activités d'exploitation pourraient subir une incidence défavorable.

Le coût d'exploitation de nos installations pourrait augmenter pour des raisons indépendantes de notre volonté.

Même si nous maintenons actuellement des coûts peu élevés et concurrentiels, des augmentations dans notre structure de coûts pourraient survenir indépendamment de notre volonté et avoir une incidence défavorable importante sur notre rendement financier. La conformité à de nouvelles modalités imposées dans le cadre du processus de renouvellement des permis, les taxes foncières municipales, les loyers relatifs à l'usage de l'eau et le coût d'approvisionnement en matériaux et services requis pour les activités d'entretien constituent des exemples de ces coûts.

Nous pourrions ne pas respecter les conditions de nos permis gouvernementaux ou être dans l'impossibilité de les maintenir.

Nos actifs de production et nos projets de construction doivent être conformes à de nombreuses normes de législation et de réglementation supranationales (dans le cas de l'Union européenne) fédérales, régionales, étatiques, provinciales et locales, et détenir de nombreux permis, licences et approbations des autorités gouvernementales qui sont nécessaires à l'exploitation. Un certain nombre de licences, de permis et d'approbations des autorités gouvernementales qui ont été accordés à nos activités renferment des conditions et des restrictions ou peuvent comporter des durées limitées. Si nous ne respectons pas les conditions ou ne nous conformons pas aux restrictions imposées par nos permis, licences et approbations des autorités gouvernementales ou encore aux restrictions imposées par des exigences de législation ou de réglementation, nous pourrions être assujettis à des mesures d'exécution réglementaires, et l'exploitation de nos actifs pourrait en souffrir ou être assujettie à des amendes, à des pénalités ou à des coûts supplémentaires ou à la révocation des licences, permis ou approbations des autorités gouvernementales. En outre, nous pourrions ne pas être en mesure de renouveler, de maintenir ou d'obtenir l'ensemble des licences, des permis et des approbations des autorités gouvernementales s'avérant nécessaires à l'exploitation continue ou au développement supplémentaire de nos projets, par suite de quoi l'exploitation ou le développement de nos actifs pourrait être limitée ou suspendue. Le fait d'omettre de renouveler, de maintenir ou d'obtenir l'ensemble des licences, des permis ou des approbations des autorités gouvernementales nécessaires pourrait nuire considérablement à nos actifs, à

nos passifs, à nos activités, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

Nous pourrions connaître des pannes de matériel.

Nos actifs de production d'électricité pourraient ne pas fonctionner comme par le passé et il existe un risque lié à la défectuosité du matériel causée, entre autres, par l'usure normale, par des vices cachés, par des défaillances conceptuelles, par des défaillances d'exploitation, ou par une obsolescence précoce, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Plus particulièrement, les éoliennes sont moins éprouvées sur le plan commercial que les actifs hydroélectriques et ont une durée de vie plus courte.

Des ruptures de barrages pourraient entraîner une perte de la capacité de production, et leur réparation pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables.

Une rupture des barrages à l'une de nos centrales hydroélectriques ou une défaillance des barrages à d'autres centrales ou encore à des barrages exploités par des tiers, en amont ou en aval de nos centrales hydroélectriques, pourrait entraîner une perte de la capacité de production, et la réparation de ces ruptures pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Ces ruptures pourraient causer des dommages à l'environnement ainsi qu'aux tiers ou au public, ou blesser ces derniers, ce qui pourrait engager sérieusement notre responsabilité.

Nous sommes assujettis au risque de change, ce qui pourrait nuire au rendement de nos activités.

Une partie importante de nos activités actuelles se déroulent dans des pays où le dollar américain n'est pas la monnaie fonctionnelle. Ces activités versent des distributions en monnaies autres que le dollar américain, que nous devons convertir en dollars américains avant d'effectuer les distributions. Une importante perte de valeur de ces monnaies étrangères ou des mesures qui peuvent être prises par des gouvernements étrangers pour contrôler l'inflation ou la déflation peuvent avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

La capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties exige la disponibilité et l'accès à des installations d'interconnexion et à des réseaux de transport.

Notre capacité de vendre de l'électricité est fonction de la disponibilité et de l'accès à divers réseaux de transport pour effectuer la livraison de l'énergie aux points de livraison contractuels, des ententes et des installations d'interconnexion des sites de production aux réseaux de transport. L'absence de disponibilité et d'accès, notre incapacité à obtenir des modalités raisonnables pour les ententes d'interconnexion et de transport, la défaillance d'exploitation des installations d'interconnexion ou des moyens de transport existants, une capacité d'interconnexion ou de transport insuffisante pourraient avoir une incidence défavorable importante sur notre capacité de livrer l'électricité à nos diverses contreparties ou sur l'obligation des contreparties d'accepter et de payer pour la livraison de l'énergie, ce qui aurait une incidence défavorable importante sur notre actif, notre passif, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nos activités sont exposées aux risques en matière de santé, de sécurité, et d'environnement.

La propriété, la construction et l'exploitation de nos actifs de production entraînent des risques inhérents de responsabilité en matière de sécurité publique, de santé, de sécurité et d'environnement, y compris le risque que le gouvernement impose des ordonnances afin de remédier à des conditions dangereuses ou de remédier à la contamination ou aux dommages environnementaux ou de les traiter autrement. Nous pourrions aussi être exposés à des amendes éventuelles découlant de l'infraction aux

lois relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement, ainsi qu'à la responsabilité civile éventuelle. Dans le cours normal des activités, nous engageons des dépenses d'exploitation et des dépenses d'investissement pour respecter les lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, de même que pour obtenir et respecter les licences, les permis et les autres approbations et pour évaluer et gérer notre exposition aux risques connexes. Les coûts rattachés au respect de ces lois (et de toute loi ou modification future adoptée) pourraient augmenter au fil du temps et occasionner des dépenses additionnelles importantes. Nous pouvons devenir assujettis à des ordonnances, à des enquêtes, à des demandes ou à d'autres procédures gouvernementales (y compris des poursuites civiles) visant des questions de santé, de sécurité et d'environnement à la suite desquelles nos activités pourraient être limitées ou suspendues. La survenance de l'un de ces événements ou de tout changement, ajout ou mise en application plus rigoureuse des lois relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement pourrait avoir une incidence importante et défavorable sur nos activités et occasionner des dépenses additionnelles importantes. Des questions supplémentaires relatives à l'environnement, ainsi qu'à la santé et à la sécurité, actuellement connues ou inconnues, pourraient nécessiter des dépenses imprévues ou entraîner des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements apportés aux activités) qui pourraient être importantes et défavorables pour nos activités et nos résultats d'exploitation.

Nous courons le risque de subir une perte importante par suite d'une fraude, de pots-de-vin, de corruption, d'autres actes illégaux, de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défaillants ou encore d'événements externes.

Nous pourrions subir une perte importante par suite d'une fraude, de corruption, de pots-de-vin, d'autres actes illégaux, de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défaillants ou encore d'événements externes comme des catastrophes ou des menaces à la sécurité qui ont une incidence négative sur notre capacité à exercer nos activités. Nous menons nos activités dans différents marchés et comptons sur nos employés et certains tiers pour qu'ils suivent nos politiques et procédures de même que les lois applicables dans le cadre de leurs activités. Le risque lié aux actes illégaux ou aux défaillances des systèmes est géré en ayant recours à l'infrastructure, aux contrôles, aux systèmes et aux ressources humaines, ainsi qu'à plusieurs groupes qui concentrent leurs activités sur la gestion de risques opérationnels précis à l'échelle de l'entreprise tels que ceux liés à la fraude, à la protection des renseignements personnels, à l'impartition des services, à l'interruption des activités, aux ressources humaines et aux systèmes. Des programmes, des politiques, des normes, des méthodes et des formations précis ont été élaborés afin d'appuyer la gestion de ces risques. Ces risques peuvent entraîner une perte financière directe ou indirecte, nuire à la réputation ou donner lieu à des blâmes.

Nous nous fions à des systèmes d'exploitation informatisés.

Notre entreprise accorde beaucoup d'importance à la technologie de l'information. En outre, elle se fie également à des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et communiquer avec les organismes de réglementation, les marchés de gros d'électricité et les clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés des principaux partenaires d'affaires et des organismes de réglementation sont également importants dans le cadre de l'exercice de nos activités. Compte tenu de ce qui précède, nous pourrions être exposés aux risques liés à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité de la technologie de l'information. La violation de nos mesures de sécurité visant les données ou la cybersécurité ou la défaillance ou le mauvais fonctionnement de l'un de nos systèmes administratifs informatisés, systèmes associés de réserve ou de stockage des données pendant une période prolongée pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre présentation de l'information financière, notre situation financière ou nos résultats financiers.

Il existe des risques généraux de l'industrie associés aux activités sur les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique latine et en Europe.

Nous exerçons nos activités sur les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique latine et en Europe (actuellement au Canada, aux États-Unis, au Brésil, en République d'Irlande et en Irlande du Nord), lesquels subissent l'incidence de la concurrence, des prix, de l'offre et de la demande en énergie, de l'emplacement des lignes de transport servant à l'importation ou à l'exportation et de l'ensemble des conditions et mesures sociales, économiques et politiques. Un déclin généralisé et prolongé de l'économie en Amérique du Nord, en Amérique latine ou en Europe, ou de l'économie de chacun des pays où nous exerçons nos activités ou le déploiement d'efforts de préservation soutenus afin de réduire la consommation d'électricité pourrait, au fil du temps, entraîner une baisse de la demande en énergie électrique.

Les avancées technologiques pourraient entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets.

Il existe d'autres technologies qui peuvent produire de l'énergie renouvelable, comme les piles à combustible, les microturbines et les cellules photovoltaïques (solaires). Ces technologies de rechange produisent actuellement de l'électricité à un prix moyen plus élevé que nos installations de production; toutefois, les activités de recherche et de développement se poursuivent pour améliorer ces technologies, et leur coût de production d'électricité diminue graduellement. De plus, les activités de recherche et de développement se poursuivent en vue d'améliorer et de réduire les émissions de dioxyde de carbone générées par le combustible fossile traditionnel. Il se peut que les progrès réalisés réduisent davantage le coût des méthodes de rechange de production d'électricité. En pareil cas, l'avantage concurrentiel de nos projets pourrait s'en trouver considérablement entravé, voire éliminé, et notre actif, notre passif, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir considérablement.

RISQUES LIÉS AU FINANCEMENT

Notre capacité de financer nos activités est exposée à divers risques liés à l'état des marchés financiers.

Brookfield Renewable et certaines de ses filiales ont une dette d'entreprise et bon nombre d'entités en exploitation ont des dettes à recours limité à l'égard des projets (la majorité étant sans recours contre Brookfield Renewable), qui devront être remplacées de temps à autre. Les financements de Brookfield Renewable peuvent comprendre des conditions qui limitent sa capacité à rembourser des dettes avant l'échéance sans encourir de pénalités, ce qui pourrait restreindre sa flexibilité sur les marchés financiers. Le risque de refinancement comprend, entre autres facteurs, la dépendance à l'égard du rendement continu en matière d'exploitation en ce qui a trait aux actifs de Brookfield Renewable, les prix futurs du marché de l'électricité, la conjoncture future des marchés financiers, le niveau des taux d'intérêt futurs et l'évaluation par les investisseurs du risque de crédit de Brookfield Renewable à un tel moment. En outre, certains de nos financements sont exposés au risque de taux d'intérêt variable et nos financements futurs pourraient l'être aussi, et si les taux d'intérêt augmentent, une part accrue de nos flux de trésorerie pourrait devoir servir à rembourser les dettes. Les acquisitions, mises en valeur et constructions futures de nouvelles installations et toute autre dépense d'investissement seront financées à partir des fonds générés par nos activités, nos emprunts et les futures ventes d'actions éventuelles. Notre capacité à obtenir du financement visant notre croissance dépend, entre autres facteurs, de l'état général des marchés financiers, du rendement continu en matière d'exploitation de nos actifs, des prix futurs du marché de l'électricité, du niveau des taux d'intérêt futurs et de l'évaluation par les investisseurs de notre risque de crédit à un tel moment, et de l'intérêt des investisseurs à l'égard des placements dans les actifs du secteur de l'énergie renouvelable et des actifs d'infrastructure en général et dans les titres de

Brookfield Renewable plus particulièrement. Dans la mesure où les sources externes de capital deviennent limitées, ne sont pas disponibles ou ne peuvent être obtenues qu'à prix fort, notre capacité d'effectuer les dépenses d'investissement requises pour construire de nouvelles installations ou entretenir des installations existantes sera compromise et, par conséquent, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient subir une incidence importante et défavorable à cet égard.

En raison de clauses restrictives dans nos contrats de prêt, d'emprunt et de garantie, nous sommes assujettis à des restrictions d'exploitation et financières.

Brookfield Renewable, BRELP et ses filiales sont, ou seront dans l'avenir, assujetties à des restrictions d'exploitation et financières en raison de clauses restrictives dans nos contrats de prêt, d'emprunt et de garantie. Ces restrictions nous interdisent d'effectuer entre autres les transactions suivantes, ou limitent notre capacité à le faire : contracter des dettes additionnelles, fournir des garanties relatives à la dette, créer des privilèges, céder des actifs, effectuer des liquidations, des dissolutions, des fusions, des regroupements ou procéder à toute restructuration de la Société ou du capital, déclarer des dividendes, émettre des titres de participation et créer des filiales. Une clause restrictive financière grevant nos obligations de société et nos facilités de crédit consenties par une banque d'affaires limite notre endettement total à un pourcentage de notre structure du capital totale, restriction qui peut limiter notre capacité à obtenir du financement supplémentaire, à résister à une baisse de nos affaires et à tirer profit d'occasions d'affaires ou de développement. Si nous violons ces clauses restrictives, nos facilités de crédit peuvent être résiliées ou devenir exigibles, et de tels événements peuvent entraîner la détérioration de notre cote de solvabilité et assujettir Brookfield Renewable et ses filiales à des intérêts et à des frais de financement plus élevés. Nous pourrions être tenus d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant des remboursements anticipés ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité d'augmenter notre volume d'affaires, d'acquérir des actifs nécessaires ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables.

La variation de nos notations de crédit pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur notre capacité à mobiliser des capitaux.

Il est possible que la notation de crédit attribuée à Brookfield Renewable ou à la dette de l'une de nos filiales ne demeure pas valide pendant toute une période donnée ou qu'une notation soit modifiée par une agence de notation compétente. Un abaissement ou le retrait de ces notations pourraient avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur notre capacité à mobiliser des capitaux.

RISQUES LIÉS À NOTRE STRATÉGIE DE CROISSANCE

Les réglementations gouvernementales prévoyant des incitatifs pour l'énergie renouvelable peuvent changer en tout temps.

Le développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable et la croissance globale du secteur de l'énergie renouvelable sont tributaires des politiques étatiques ou provinciales, nationales, supranationales et internationales soutenant ce développement. Plus particulièrement, le Canada et les États-Unis, deux de nos principaux marchés, et leurs provinces et États respectifs, ont adopté au cours des ans, et dans bien des cas continuent d'adopter, des politiques de soutien actif envers l'énergie renouvelable. Au Brésil, les petites installations hydroélectriques (« PIHE ») profitent d'un rabais spécial pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution, ce qui leur permet de garantir des prix de l'électricité plus élevés sur le marché. Les politiques qui encouragent le développement des énergies renouvelables comprennent des obligations d'achat d'énergie renouvelable imposées à des entités de service régionales, des incitatifs fiscaux, notamment des crédits d'impôt à l'investissement, des crédits

d'impôt à la production, ainsi que l'amortissement accéléré et des subventions directes. En République d'Irlande, la majorité de nos actifs sont soutenus par le programme REFIT qui assure aux producteurs un prix fixe annuel minimum pour l'électricité, indexé annuellement sur l'inflation, sur une durée contractuelle de 15 ans. Nos actifs éoliens en Irlande du Nord ont gagné d'une façon similaire des produits des activités ordinaires libellés en livres sterling en recevant un certificat d'obligation renouvelable pour vingt ans, en plus du prix du marché.

L'attrait de l'énergie renouvelable pour les acheteurs ainsi que le rendement économique dont disposent les commanditaires du projet sont souvent fonction du coût des combustibles fossiles ainsi que du niveau d'incitatifs offerts alors que la disponibilité de tels incitatifs est incertaine. Les réglementations gouvernementales qui prévoient des incitatifs pour l'énergie renouvelable, ou qui ont haussé les normes relatives à l'accroissement des émissions ou d'autres réglementations environnementales ou concernant la production des centrales thermiques alimentées au charbon pourraient changer à tout moment de manière à avoir une incidence défavorable sur le marché des énergies renouvelables en général. De tels changements pourraient avoir une incidence sur la compétitivité de l'énergie renouvelable en général et sur la valeur économique et la capacité d'élaborer nos projets en particulier. En outre, certains de ces incitatifs sont assujettis à des dispositions de temporisation, ce qui signifie qu'ils viendront à échéance sauf s'ils sont renouvelés. Les difficultés budgétaires auxquelles font face de nombreux gouvernements créent une incertitude et des défis plus grands quant au renouvellement des incitatifs. De plus, même si les incitatifs sont renouvelés avant leur échéance, l'incertitude entourant le renouvellement peut donner lieu à des risques substantiels et à des retards pour les promoteurs de projets d'énergie renouvelable. Par conséquent, nous pourrions être moins en mesure de mener à bien notre liste de projets et de réaliser nos objectifs de croissance des nouveaux développements. Nous pourrions également subir d'importantes sorties d'actifs de développement.

Nous pourrions être incapables de trouver des occasions d'investissement suffisantes ou de réaliser ces transactions comme nous l'avions prévu.

Notre stratégie pour augmenter la valeur pour les actionnaires de la société en commandite consiste à tenter d'acquérir ou d'aménager des actifs et des entreprises de haute qualité qui dégagent des flux de trésorerie durables et croissants, en vue d'atteindre, à long terme, des rendements appropriés sur le capital investi, ajustés en fonction des risques. Toutefois, rien ne garantit que nous serons en mesure de trouver des occasions d'investissement suffisantes ni de réaliser ces transactions comme nous l'avions prévu et qu'elles respecteront nos critères d'investissement, lesquels tiennent compte, notamment, des qualités financières, opérationnelles, stratégiques et de gouvernance d'un projet d'acquisition et, à ce titre, rien ne garantit que nous serons en mesure d'acquérir et de mettre en valeur des actifs de grande qualité à des prix intéressants pour poursuivre la croissance de notre entreprise. La concurrence pour les actifs est importante et la concurrence livrée par d'autres investisseurs qui ont une bonne structure du capital pourrait hausser considérablement le prix d'acquisition ou nous empêcher d'effectuer une acquisition. De plus, nos initiatives de croissance sont assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tiers, les approbations des organismes de réglementation (notamment les autorités en matière de concurrence) et d'autres approbations de tiers qui sont indépendants de notre volonté et peuvent ne pas être obtenus.

La croissance future de notre portefeuille peut nous exposer à des risques supplémentaires et les avantages devant être tirés de nos transactions pourraient ne pas se réaliser.

Notre stratégie consiste à continuer l'expansion de notre entreprise au moyen d'acquisitions et de développement. Si nous ne sommes pas en mesure de réaliser nos initiatives de croissance comme nous l'avions prévu, en totalité ou en partie, nous pourrions ne pas être en mesure de repérer des

investissements de remplacement qui sont de qualité comparable à ceux envisagés dans le cadre des initiatives de croissance, en temps opportun, si tel est le cas. En outre, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions ou de nouveaux projets, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avons envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos parts de société en commandite pourrait chuter. De plus, les acquisitions comportent des risques qui pourraient nuire de façon importante à nos activités, parmi lesquels : les risques liés à l'intégration des actifs ou des activités et à l'intégration du personnel ou à la capacité de conserver le personnel lié aux sociétés ou aux actifs acquis et l'incapacité de concrétiser les synergies éventuelles. De plus, il pourrait exister des passifs que le groupe Brookfield Renewable n'aurait pas découverts dans le cadre du contrôle diligent effectué avant la réalisation d'une acquisition ou il pourrait exister des circonstances propres à l'entité ou aux biens acquis qui pourraient donner lieu à de futurs passifs et, dans chaque cas, le groupe Brookfield Renewable pourrait n'avoir droit qu'à peu de recours, sinon aucun, contre les vendeurs ou les contreparties à l'accord d'acquisition. La découverte de tout passif important à la suite d'une acquisition, comme le défaut d'une nouvelle acquisition de dégager le rendement attendu, pourrait avoir une incidence importante et défavorable sur les actifs, les passifs, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Brookfield Renewable.

Le développement de nos installations de production est soumis à divers risques de construction et à des risques liés aux différents types d'arrangement que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants.

Notre capacité de développer un projet économiquement réalisable est tributaire, entre autres, de notre capacité de construire un projet particulier en respectant l'échéancier et le budget. La construction et le développement d'installations de production présentent de nombreux risques sur le plan de l'environnement, de l'ingénierie et de la construction, qui pourraient entraîner des surcharges, des retards et une diminution de la performance. Les facteurs qui pourraient entraîner de tels retards, surcharges ou diminutions de la performance comprennent, notamment, l'autorisation de retards, les modifications aux exigences techniques et nominales, les coûts de la construction, la performance et l'expérience nécessaire des entrepreneurs, les conflits de travail et les intempéries. En outre, nous concluons divers types d'arrangement avec des collectivités et des coentrepreneurs, y compris parfois avec des autochtones, en vue du développement de projets. Certaines de ces collectivités et certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent acquérir des intérêts ou des objectifs qui sont différents des nôtres ou même en conflit avec ceux-ci. Ces différences pourraient nuire à nos projets.

RISQUES LIÉS À NOTRE RELATION AVEC BROOKFIELD ASSET MANAGEMENT

Brookfield exercera une influence considérable sur Brookfield Renewable et nous dépendons considérablement du fournisseur de services.

Brookfield Asset Management est l'unique actionnaire du commandité gestionnaire de Brookfield Renewable. À titre de propriétaire du commandité gestionnaire, Brookfield Asset Management sera en mesure de contrôler la nomination et le retrait des administrateurs du commandité gestionnaire et, par conséquent, exercera une influence considérable sur Brookfield Renewable. En outre, Brookfield Renewable détient une participation indirecte dans les entités en exploitation et détiendra indirectement toutes les acquisitions futures par l'entremise de BRELP, dont le commandité est indirectement détenu par Brookfield Asset Management. Étant donné que le seul actif important de Brookfield Renewable se résume aux participations de société en commandite qu'elle détient dans BRELP, à l'exception des droits futurs en vertu de la convention de vote, Brookfield Renewable n'aura pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou de ses entités de portefeuille, y compris en ce qui

a trait à la prise de décision (bien qu'elle aura le droit de retirer le commandité de BRELP et de le remplacer).

Brookfield Renewable et BRELP sont tributaires des services de gestion et d'administration offerts par le fournisseur de services et sous sa direction aux termes de la convention-cadre de services. Les membres du personnel de gestion et de soutien de Brookfield Asset Management qui nous offrent des services aux termes de la convention-cadre de services ne sont pas tenus de considérer la gestion et l'administration de Brookfield Renewable ou de BRELP comme leur principale responsabilité ou d'agir exclusivement pour l'une d'entre nous, et la convention-cadre de services n'exige pas que des personnes précises soient affectées par Brookfield Asset Management. Toute défaillance dans la gestion efficace de nos activités actuelles ou dans la mise en œuvre de notre stratégie pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. La convention-cadre de services sera maintenue indéfiniment, jusqu'à sa résiliation aux termes de ses modalités.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

De l'information supplémentaire, y compris notre formulaire 20-F déposé auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada, est accessible sur notre site Web, à l'adresse www.brookfieldrenewable.com, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

En février 2015, nous avons conclu l'acquisition de deux projets de développement hydroélectriques à un stade avancé d'une puissance totale de 47 MW au Brésil. Une fois mis en service, ils devraient produire 280 GWh par année. Cette acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé une participation d'environ 40 %.

En février 2015, nous avons conclu une entente en vue d'acquérir deux parcs éoliens au Portugal d'une capacité globale de 123 MW. La production annuelle du portefeuille devrait être d'environ 260 GWh. Cette acquisition est réalisée avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable conservera une participation d'environ 40 %. La clôture de la transaction est prévue se faire en 2015. La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et aux conditions de clôture.

En février 2015, la construction de deux installations éoliennes d'une puissance totale de 125 MW en Irlande s'est achevée, et les installations sont en service. Les installations devraient produire 349 GWh par année.

En février 2015, nous avons refinancé la dette associée à une centrale hydroélectrique de 45 MW en Colombie-Britannique par l'émission d'obligations de 90 millions \$ CA (71 millions \$) à un taux d'intérêt de 2,95 %, échéant en mai 2023.

En février 2015, nous avons contracté une prolongation de 12 mois à l'égard d'une dette au montant de 75 millions \$ au niveau de la société de portefeuille associée à un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund. L'emprunt porte intérêt au TIOL majoré de 2,75 %, et vient à échéance en février 2016.

En février 2015, nous avons annoncé une hausse des distributions aux porteurs de parts de société en commandite qui s'élèveront à 1,66 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 11 cents par part de société en commandite, qui prendra effet au cours de la distribution du premier trimestre qui sera versée en mars 2015.

REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2014

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Centrales hydro- électriques	Centrales éoliennes	Centrales de cogénération et autres	2014	2013
Produits	1 378 \$	297 \$	29 \$	1 704 \$	1 706 \$
Autres produits	10	-	-	10	11
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26	-	-	26	21
Coûts d'exploitation directs	(368)	(70)	(86)	(524)	(530)
BAIIA ajusté ¹	1 046	227	(57)	1 216	1 208
Ajustement fixe au titre des résultats ²	-	11	-	11	-
Charge d'intérêts – emprunts	(242)	(86)	(87)	(415)	(410)
Coûts de service de gestion	-	-	(51)	(51)	(41)
Impôt exigible	(18)	-	-	(18)	(19)
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle Actions privilégiées	-	-	(38)	(38)	(37)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(98)	(47)	-	(145)	(107)
Fonds provenant des activités ¹	688 \$	105 \$	(233) \$	560 \$	594 \$
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ³				(58)	(56)
Fonds provenant des activités ajustés ¹				502	538
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées				58	56
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle				183	144
Déduire : ajustement fixe au titre des résultats				(11)	-
Autres éléments :					
Amortissements				(548)	(535)
Profit latent sur les instruments financiers				10	37
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence				(23)	(12)
Recouvrement d'impôt différé				29	18
Divers				3	(31)
Résultat net				203 \$	215 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie				497	514
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence				30	16
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées				(10)	(11)
Variation nette des soldes du fonds de roulement				(20)	1
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation				700 \$	735 \$

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ».

²⁾ L'ajustement fixe au titre des résultats se rapporte au placement de Brookfield Renewable lors de l'acquisition du portefeuille éolien en Irlande. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Brookfield Renewable a acquis une participation financière dans le portefeuille éolien à compter du 1^{er} janvier 2014. La transaction a été conclue le 30 juin 2014 et, par conséquent, conformément aux IFRS, l'apport net aux fonds provenant des activités de 11 millions \$ a été comptabilisé dans le prix d'acquisition.

³⁾ Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2013

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Centrales hydro- électriques	Centrales éoliennes	Centrales de cogénération et autres	2013	2012
Produits	1 377 \$	258 \$	71 \$	1 706 \$	1 309 \$
Autres produits	11	-	-	11	16
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	-	-	21	13
Coûts d'exploitation directs	(364)	(60)	(106)	(530)	(486)
BAIIA ajusté ¹	1 045	198	(35)	1 208	852
Charge d'intérêts – emprunts	(235)	(82)	(93)	(410)	(411)
Coûts de service de gestion	-	-	(41)	(41)	(36)
Impôt exigible	(20)	-	1	(19)	(14)
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle					
Actions privilégiées	-	-	(37)	(37)	(16)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(81)	(26)	-	(107)	(28)
Fonds provenant des activités ¹	709 \$	90 \$	(205) \$	594 \$	347 \$
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ²				(56)	(52)
Fonds provenant des activités ajustés ¹				538	295
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées				56	52
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle				144	44
Autres éléments :					
Amortissements ³				(535)	(483)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers				37	(23)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence				(12)	(18)
Recouvrement d'impôt différé				18	54
Divers				(31)	(16)
Résultat net				215 \$	(95) \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie				514	503
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence				16	12
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées				(11)	15
Variation nette des soldes du fonds de roulement				1	(22)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation				735 \$	413 \$

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ».

²⁾ Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

³⁾ Se reporter à la note 2 f) intitulée « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » des états financiers consolidés audités pour les modifications aux estimations touchant la charge d'amortissement.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport annuel renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la U.S. Securities Act of 1933 et l'article 21E de la U.S. Securities Exchange Act of 1934, dans leur version modifiée respective, ainsi que par les règles d'exonération de la United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et par toute autre réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, concernant les activités et l'exploitation de Brookfield Renewable. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport annuel comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs de Brookfield Renewable et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière prévue de Brookfield Renewable, la future mise en service d'actifs, le portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, la diversification de notre bassin d'actionnaires, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution de Brookfield Renewable, ainsi que l'accès aux capitaux de Brookfield Renewable. Les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estimations », « prévisions », « vise », « a l'intention de », « anticipe » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance indue à ces informations et énoncés prospectifs, puisque ces informations et énoncés comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.

Parmi les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés ou sous-entendus dans les informations et énoncés prospectifs, on compte notamment nos antécédents d'exploitation limités; le fait de ne pas être soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; les risques couramment associés à une séparation entre la participation financière et le contrôle ou à la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le risque d'être considéré comme une société de placement en vertu de l'Investment Company Act; le risque que l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière puisse avoir une incidence importante sur nos activités; les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, les changements du régime de vents à nos installations éoliennes ou de conditions météorologiques en général à nos centrales de cogénération alimentées à la biomasse; l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles et l'incapacité à remplacer les contrats à l'échéance par des contrats comportant des modalités semblables; les augmentations des droits d'usage de l'eau (ou droits semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; la volatilité de l'offre et de la demande du marché de l'énergie; les risques associés à la croissance du volume de production qui n'est pas visée par contrat dans notre portefeuille; l'exposition aux coûts additionnels occasionnés par nos activités hautement réglementées et la réglementation accrue; le risque que nos concessions et nos permis ne soient pas renouvelés; l'augmentation du coût d'exploitation de nos installations; le risque que nous ne puissions pas respecter les conditions de nos permis gouvernementaux ou soyons dans l'impossibilité de les maintenir; le risque de pannes de matériel; la survenance de ruptures de barrage et le coût de réparation de ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change; la disponibilité et l'accès à des installations d'interconnexion et à des réseaux de transport; des risques en matière de santé, de sûreté et de sécurité au travail et sur le plan de

l'environnement; la possibilité de conflits, d'enquêtes gouvernementales et d'organismes de réglementation et de litiges; les collectivités locales pouvant compromettre nos activités; d'une perte par suite d'une fraude, de subornation, de corruption, d'autres actes illégaux, de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défaillants ou encore d'événements externes; les risques liés à notre dépendance aux systèmes d'exploitation informatisés; des risques généraux de l'industrie associés aux activités dans les secteurs du marché de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique latine et en Europe; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; la possibilité que des technologies récemment mises au point et dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir; notre incapacité de financer nos activités en raison du statut des marchés financiers; les restrictions financières et d'exploitation par suite d'engagements dans nos ententes de prêt, d'emprunt et de sûreté; des variations de nos notations de crédit; tout changement apporté à la réglementation gouvernementale prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable; notre incapacité de trouver des occasions de placement suffisantes et de conclure des transactions; les risques liés à la croissance de notre portefeuille et à notre incapacité à réaliser les avantages attendus de nos transactions, y compris les transactions qui ont été annoncées, mais non encore conclues; notre incapacité de développer des emplacements existants et de trouver de nouveaux emplacements se prêtant à l'aménagement de nouveaux projets d'électricité; le développement de nos installations de production soumis à divers risques de construction et à des risques liés aux différents types d'arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; notre manque de contrôle sur nos activités menées par des coentreprises, des sociétés en commandite et des consortiums; notre capacité à émettre des titres de participation ou de créance tributaires des marchés financiers pour des acquisitions et des projets de développement futurs; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; et le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield.

Nous prévenons le lecteur que la liste ci-dessus des facteurs importants pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport annuel, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure au 27 février 2015, date du présent rapport annuel. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour plus de renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique intitulée « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport annuel comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités ajustés qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés constituent des mesures complémentaires utiles aux investisseurs pour évaluer le rendement financier et les flux de trésorerie anticipés de notre portefeuille d'exploitation. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée séparément de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

Notre rapport de gestion présente un rapprochement du BAIIA ajusté, des fonds provenant des activités et des fonds provenant des activités ajustés avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Nous présentons également à la note 24 intitulée « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers consolidés ci-joints ont été préparés par la direction de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield Renewable »), à qui il incombe d'en assurer l'intégrité, l'uniformité, l'objectivité et la fiabilité. Pour assumer cette responsabilité, Brookfield Renewable applique des politiques, des procédures et des systèmes de contrôle interne visant à assurer que ses pratiques de présentation de l'information et que ses méthodes comptables et procédures administratives sont adéquates de manière à fournir un haut degré de certitude permettant de produire une information financière pertinente et fiable, et de veiller à la protection des actifs. Ces contrôles comprennent le choix judicieux et une formation soignée des membres du personnel, l'établissement de domaines de responsabilité bien définis, l'obligation de rendre compte sur le rendement et une communication à l'échelle de la société des politiques et du code de conduite.

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») et, le cas échéant, reflètent les estimations fondées sur le jugement de la direction.

Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L., comptables agréés indépendants inscrits qui ont été désignés par les administrateurs du commandité de Brookfield Renewable, a effectué l'audit des états financiers consolidés selon les normes du Public Company Accounting Oversight Board (aux États-Unis) pour qu'elle puisse donner aux associés son opinion sur les états financiers consolidés. Son rapport indique l'étendue de son audit et exprime son opinion sur les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés ont été revus, puis approuvés par le conseil d'administration du commandité de Brookfield Renewable par l'entremise de son comité d'audit, lequel est composé d'administrateurs qui ne sont pas membres de la direction ou du personnel de Brookfield Renewable. Le comité d'audit, dont les membres rencontrent les auditeurs et la direction pour revoir les activités de chacun et en faire rapport au conseil d'administration, encadre les responsabilités de la direction liées à la présentation de l'information financière et aux systèmes de contrôle interne. Les auditeurs ont un accès libre et direct au comité d'audit et s'entretiennent périodiquement avec ses membres, à la fois en présence et en l'absence de la direction, pour discuter des constatations de l'audit et d'autres faits établis.

Le chef de la direction,



Richard Legault

Le chef de la direction des finances,



Nicholas Goodman

Le 27 février 2015

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration et aux porteurs de parts de Brookfield Renewable Energy Partners L.P.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield Renewable »), qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2014 et 2013 et les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2014, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les Normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et exécutions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés soient exempts d'anomalies significatives.

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

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

Opinion

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. aux 31 décembre 2014 et 2013, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2014, conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board.

Autres points

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), du contrôle interne sur l'information financière en date du 31 décembre 2014 selon les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway (cadre de 2013), et notre rapport daté du 27 février 2015 exprime une opinion sans réserve sur le contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 27 février 2015

CONTRÔLE INTERNE SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE

La direction de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne efficace sur l'information financière. Le contrôle interne sur l'information financière est un processus conçu par le chef de la direction et le chef de la direction des finances ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers pour des besoins externes conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, comme il est défini dans le règlement 240.13a-15f) ou 240.15d-15f).

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable au 31 décembre 2014, selon les critères établis en vertu du *Internal Control – Integrated Framework* (cadre de 2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne de Brookfield Renewable sur l'information financière était efficace en date du 31 décembre 2014. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation le contrôle interne sur l'information financière du portefeuille de production hydroélectrique de l'État du Maine, de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie et du portefeuille éolien en Irlande, dont le total de l'actif, l'actif net, le total des produits et le résultat net, sur une base combinée, représentent environ respectivement 12 %, 10 %, 6 % et 1 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2014 et pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable en date du 31 décembre 2014 a été audité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés de Brookfield Renewable pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable en date du 31 décembre 2014.

Le chef de la direction,



Richard Legault

Le chef de la direction des finances,



Nicholas Goodman

Le 27 février 2015

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration et aux porteurs de parts de Brookfield Renewable Energy Partners L.P.

Nous avons audité le contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») en date du 31 décembre 2014, en nous fondant sur les critères établis en vertu du document *Internal Control – Integrated Framework* (cadre de 2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »). La direction de Brookfield Renewable est responsable de l'établissement d'un contrôle interne efficace sur l'information financière. Le maintien d'un contrôle interne efficace sur l'information financière et de l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière incombe à la direction de Brookfield Renewable, et cette évaluation est présentée dans le rapport de la direction sur le contrôle interne sur l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable sur la base de notre audit.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que l'audit soit planifié et exécuté de manière à fournir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière a été maintenu à tous les égards importants. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, l'appréciation du risque de faiblesse importante, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre appréciation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à la formulation de notre opinion.

Le contrôle interne d'une société sur l'information financière est le processus visant à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été dressés, aux fins de la publication de l'information financière, selon les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board. Le contrôle interne d'une société sur l'information financière s'entend des politiques et procédures qui 1) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour dresser les états financiers selon les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et 3) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est interdite ou détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne sur l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines inexactitudes. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de l'efficacité sur des périodes futures est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation, ou d'une détérioration du niveau de respect des politiques ou des procédures.

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne sur l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du portefeuille de production hydroélectrique de l'État du Maine, de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie et du portefeuille éolien en Irlande, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2014 de Brookfield Renewable, soit un total de l'actif et un actif net de respectivement environ 12 % et 10 % au 31 décembre

2014, et des produits et un résultat net de respectivement 6 % et 1 % pour l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne sur l'information financière de Brookfield ne comportait pas d'évaluation du contrôle interne sur l'information financière du portefeuille de production hydroélectrique de l'État du Maine, de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie et du portefeuille éolien en Irlande.

À notre avis, Brookfield Renewable maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace sur l'information financière en date du 31 décembre 2014, selon les critères du COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), les états financiers consolidés de Brookfield Renewable de 2014, et notre rapport daté du 27 février 2015 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

Ernst & Young S.N.L./S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 27 février 2015

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.
BILANS CONSOLIDÉS

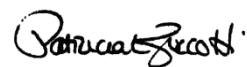
AUX 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS)

	Notes	2014	2013
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5	150 \$	203 \$
Liquidités soumises à restrictions	6	232	169
Créances clients et autres actifs courants	7	201	204
Actifs liés à des instruments financiers	8	48	2
Montants à recevoir de parties liées	9	63	48
		694	626
Actifs liés à des instruments financiers	8	18	15
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	273	290
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	11	18 566	15 741
Actifs d'impôt différé	15	142	117
Autres actifs non courants	12	156	210
		19 849 \$	16 999 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	13	253 \$	229 \$
Passifs liés à des instruments financiers	8	99	64
Montants à payer à des parties liées	9	79	110
Tranche courante de la dette à long terme	14	256	517
		687	920
Passifs liés à des instruments financiers	8	75	9
Dette à long terme et facilités de crédit	14	7 422	6 106
Passifs d'impôt différé	15	2 637	2 265
Autres passifs non courants	16	147	163
		10 968	9 463
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Actions privilégiées	18	728	796
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	18	2 062	1 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	18	59	54
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	18	2 865	2 657
Capitaux propres des commanditaires	19	3 167	2 726
		8 881	7 536
		19 849 \$	16 999 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. :



Patricia Zuccotti
Administratrice



David Mann
Administrateur

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE				
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
	Notes	2014	2013	2012
Produits	9	1 704 \$	1 706 \$	1 309 \$
Autres produits		10	11	16
Coûts d'exploitation directs	21	(524)	(530)	(486)
Coûts de service de gestion	9	(51)	(41)	(36)
Charge d'intérêts – emprunts	14	(415)	(410)	(411)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	3	9	(5)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	8	10	37	(23)
Amortissements	11	(548)	(535)	(483)
Divers	11	3	(31)	(16)
Résultat avant impôts sur le résultat		192	216	(135)
Recouvrement (charge) d'impôt				
Exigible	15	(18)	(19)	(14)
Différé	15	29	18	54
		11	(1)	40
Résultat net		203 \$	215 \$	(95) \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Actions privilégiées	18	38 \$	37 \$	16 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	18	51	41	(40)
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	18	1	1	(1)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	18	55	67	(35)
Capitaux propres des commanditaires	19	58	69	(35)
		203 \$	215 \$	(95) \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite		0,42 \$	0,52 \$	(0,26) \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE				
(EN MILLIONS)	Notes	2014	2013	2012
Résultat net		203 \$	215 \$	(95) \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles	10,11	1 700	(211)	784
(Pertes actuarielles) profits actuariels sur les régimes à prestations définies	20	(8)	12	(8)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	15	(369)	104	(224)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		1 323	(95)	552
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie				
(Pertes) profits de l'exercice	8	(60)	60	37
Ajustements de reclassement pour les montants comptabilisés en résultat net	8	-	(1)	(16)
Écart de conversion		(398)	(501)	(145)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	15	3	(11)	(1)
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		(455)	(453)	(125)
Autres éléments du résultat global		868	(548)	427
Résultat global		1 071 \$	(333) \$	332 \$
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Actions privilégiées	18	(31) \$	(16) \$	23 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	18	310	140	(26)
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	18	8	(5)	3
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	18	379	(224)	163
Capitaux propres des commanditaires	19	405	(228)	169
		1 071 \$	(333) \$	332 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Cumul des autres éléments du résultat global											
POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Capitaux propres des commandi- taires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Total des capitaux propres des commandi- taires	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables/ détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2011	(9) \$	194 \$	3 015 \$	(8) \$	(31) \$	3 161 \$	241 \$	629 \$	64 \$	3 089 \$	7 184 \$
Résultat net	(35)	-	-	-	-	(35)	16	(40)	(1)	(35)	(95)
Autres éléments du résultat global	-	(69)	270	(3)	6	204	7	14	4	198	427
Actions privilégiées émises	-	-	-	-	-	-	252	-	-	-	252
Apports en capital (note 18)	-	-	-	-	-	-	-	455	-	-	455
Distributions ou dividendes déclarés	(183)	-	-	-	-	(183)	(16)	(24)	(4)	(179)	(406)
Divers	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	(3)	(9)
Variation au cours de la période	(218)	(69)	270	(3)	6	(14)	259	399	(1)	(19)	624
Solde au 31 décembre 2012	(227) \$	125 \$	3 285 \$	(11) \$	(25) \$	3 147 \$	500 \$	1 028 \$	63 \$	3 070 \$	7 808 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global					Total des capitaux propres des commandi- taires	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
	Capitaux propres des commandi- taires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	(Pertes actuarielles) profits actuariels sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie						
Solde au 31 décembre 2012	(227) \$	125 \$	3 285 \$	(11) \$	(25) \$	3 147 \$	500 \$	1 028 \$	63 \$	3 070 \$	7 808 \$
Résultat net	69	-	-	-	-	69	37	41	1	67	215
Autres éléments du résultat global	-	(208)	(111)	4	18	(297)	(53)	99	(6)	(291)	(548)
Actions privilégiées émises	-	-	-	-	-	-	349	-	-	-	349
Apports en capital (note 18)	-	-	-	-	-	-	-	265	-	-	265
Distributions ou dividendes déclarés	(193)	-	-	-	-	(193)	(37)	(122)	(4)	(188)	(544)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	2	-	-	-	-	2
Divers	12	-	(14)	-	-	(2)	-	(8)	-	(1)	(11)
Variation au cours de la période	(110)	(208)	(125)	4	18	(421)	296	275	(9)	(413)	(272)
Solde au 31 décembre 2013	(337) \$	(83) \$	3 160 \$	(7) \$	(7) \$	2 726 \$	796 \$	1 303 \$	54 \$	2 657 \$	7 536 \$
Solde au 31 décembre 2013	(337) \$	(83) \$	3 160 \$	(7) \$	(7) \$	2 726 \$	796 \$	1 303 \$	54 \$	2 657 \$	7 536 \$
Résultat net	58	-	-	-	-	58	38	51	1	55	203
Autres éléments du résultat global	-	(158)	527	(2)	(20)	347	(69)	259	7	324	868
Parts de société en commandite émises (note 18)											
Produit net	285	-	-	-	-	285	-	-	-	-	285
Ajustement	(38)	-	-	-	-	(38)	-	-	1	37	-
Apports en capital (note 18)	-	-	-	-	-	-	-	610	-	-	610
Distributions ou dividendes déclarés	(216)	-	-	-	-	(216)	(38)	(149)	(6)	(201)	(610)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-	3
Divers	4	-	(2)	-	-	2	1	(12)	2	(7)	(14)
Variation au cours de la période	96	(158)	525	(2)	(20)	441	(68)	759	5	208	1 345
Solde au 31 décembre 2014	(241) \$	(241) \$	3 685 \$	(9) \$	(27) \$	3 167 \$	728 \$	2 062 \$	59 \$	2 865 \$	8 881 \$

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.
TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS)

	Notes	2014	2013	2012
Activités d'exploitation				
Résultat net		203 \$	215 \$	(95) \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Amortissements	11	548	535	483
(Profit latent) perte latente sur les instruments financiers	8	(10)	(37)	23
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	(3)	(9)	5
Recouvrement d'impôt différé	15	(29)	(18)	(54)
Autres éléments sans effet de trésorerie		(9)	43	46
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	30	16	12
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		(10)	(11)	15
Variation nette des soldes du fonds de roulement	22	(20)	1	(22)
		700	735	413
Activités de financement				
Dette à long terme – emprunts	14	2 118	1 353	1 193
Dette à long terme – remboursements	14	(1 046)	(1 683)	(1 140)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	18	610	265	434
Émission d'actions privilégiées	18	-	337	248
Émission de parts de société en commandite	18	285	-	-
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation et aux porteurs d'actions privilégiées	18	(188)	(157)	(38)
Aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP	19	(480)	(378)	(362)
		1 299	(263)	335
Activités d'investissement				
Acquisitions	4	(1 838)	(241)	(775)
Investissement dans les éléments suivants :				
Dépenses d'investissement de maintien	11	(108)	(79)	(55)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	11	(78)	(147)	(307)
Crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production d'énergie renouvelable	11	23	-	209
Montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		-	-	157
Placements dans des titres		(25)	-	(28)
Liquidités soumises à restrictions et autres		(11)	70	(29)
		(2 037)	(397)	(828)
Perte de change sur la trésorerie		(15)	(9)	(8)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
(Diminution) augmentation		(53)	66	(88)
Solde au début de l'exercice		203	137	225
Solde à la fin de l'exercice		150 \$	203 \$	137 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés		406 \$	388 \$	380 \$
Intérêts reçus		10	11	16
Impôts sur le résultat payés		33	29	10

Les notes ci-jointes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

BROOKFIELD RENEWABLE ENERGY PARTNERS L.P.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. ORGANISATION ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Les activités de Brookfield Renewable Energy Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») consistent à détenir un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Canada, au Brésil et en Europe.

Brookfield Renewable est une société en commandite cotée en Bourse créée en vertu des lois des Bermudes, conformément à une convention de société en commandite modifiée et reformulée en date du 20 novembre 2011.

Le bureau principal de Brookfield Renewable est situé au 73 Front Street, Fifth Floor, Hamilton HM12, Bermudes.

La société mère directe de Brookfield Renewable est son commandité, Brookfield Renewable Partners Limited (« BRPL »), tandis que sa société mère ultime est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Brookfield Renewable, sont désignées, individuellement et collectivement, comme Brookfield dans les présents états financiers.

Les parts de société en commandite sans droit de vote de Brookfield Renewable (les « parts de société en commandite ») sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP » et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEP.UN ».

2. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés sont fondées sur les IFRS en vigueur le 31 décembre 2014 et comprennent les IFRS, les Normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations élaborées par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») et le Comité permanent d'interprétation (« SIC »). Les méthodes décrites ci-après sont appliquées de façon uniforme à toutes les périodes présentées, à moins d'indication contraire.

La publication des présents états financiers consolidés a été autorisée par le conseil d'administration de son commandité, BRPL, le 27 février 2015.

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

Tous les chiffres sont présentés en millions de dollars américains (« US »), sauf indication contraire.

b) Mode de présentation

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, à l'exception de la réévaluation d'immobilisations corporelles et de certains actifs et passifs évalués à la juste valeur. Le coût est comptabilisé selon la juste valeur de la contrepartie donnée en échange d'actifs.

i) Consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de Brookfield Renewable et de ses filiales, qui sont des entités sur lesquelles Brookfield Renewable exerce le contrôle. Un investisseur

contrôle une entité émettrice lorsqu'il a des droits sur des rendements variables ou qu'il est exposé à ceux-ci en raison de son lien avec l'entité émettrice, et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements en raison du pouvoir qu'il détient sur l'entité émettrice. Les participations ne donnant pas le contrôle dans les capitaux propres des filiales de Brookfield Renewable sont présentées séparément dans les capitaux propres aux bilans consolidés.

Brookfield Renewable a conclu une convention de vote avec Brookfield, qui cède à Brookfield Renewable le contrôle du commandité de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), une filiale société de portefeuille. Par conséquent, Brookfield Renewable consolide les comptes de BRELP et ceux de ses filiales. De plus, BRELP a émis à Brookfield des parts de société en commandite rachetables/échangeables qui, au gré du porteur, peuvent être rachetées par BRELP pour une contrepartie en espèces. Ce droit est assujéti au droit de premier refus de Brookfield Renewable qui lui permet, à son gré, de choisir d'acquérir toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables ainsi présentées à BRELP à des fins de rachat en échange de parts de société en commandite. Comme Brookfield Renewable peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres de Brookfield Renewable (« Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield »).

Brookfield Renewable a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Brookfield Renewable a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Europe. Ces conventions de vote confèrent à Brookfield Renewable le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités pertinentes, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Brookfield Renewable consolide les comptes de ces entités. Se reporter à la note 9, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

Les conventions de vote ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »), étant donné que Brookfield Asset Management contrôle *in fine* toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Brookfield Renewable comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître la méthode comptable de Brookfield Renewable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 2 o) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun ».

ii) Participations et coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont des entités sur lesquelles Brookfield Renewable exerce une influence notable ou des partenariats qui constituent des coentreprises. L'influence notable représente la capacité de participer aux décisions liées aux politiques financières et opérationnelles de l'entreprise détenue, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces entreprises détenues. Ces participations sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Une coentreprise est un type de partenariat dans lequel les parties exercent un contrôle conjoint et détiennent des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Brookfield Renewable comptabilise ses participations dans des coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

Selon cette méthode, la valeur comptable d'une participation dans une entreprise détenue est initialement comptabilisée au coût, puis ajustée en fonction de la quote-part de Brookfield Renewable du résultat net, des autres éléments du résultat global, des distributions versées par la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres ajustements à la quote-part de Brookfield Renewable dans l'entreprise détenue.

c) Écart de conversion

Tous les chiffres présentés dans les états financiers consolidés et dans les tableaux des états financiers consolidés sont en millions de dollars américains, soit la monnaie fonctionnelle de Brookfield Renewable. Chaque établissement étranger inclus dans ces états financiers consolidés détermine sa propre monnaie fonctionnelle, et les éléments compris dans les états financiers de chaque filiale sont évalués selon cette monnaie fonctionnelle.

Les actifs et les passifs provenant d'activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar américain sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction au cours de la période. Les profits ou les pertes à la conversion de filiales à l'étranger sont inclus dans les autres éléments du résultat global. Les profits ou les pertes sur les soldes libellés en monnaies étrangères et les transactions qui sont désignées comme instruments de couverture d'un investissement net dans ces filiales sont comptabilisés de la même manière.

Lors de la préparation des états financiers consolidés de Brookfield Renewable, les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis en monnaie fonctionnelle au cours de clôture en vigueur aux dates du bilan consolidé. Les actifs et les passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères et évalués à la juste valeur sont convertis au taux de change en vigueur à la date à laquelle la juste valeur a été établie, et les actifs non monétaires évalués au coût historique sont convertis au taux de change historique. Les produits et les charges sont évalués, d'après la monnaie fonctionnelle, aux taux de change en vigueur aux dates des transactions, et les profits ou les pertes sont compris dans les résultats.

d) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie, les dépôts à terme et les instruments du marché monétaire dont l'échéance initiale est de moins de 90 jours.

e) Liquidités soumises à restrictions

Les liquidités soumises à restrictions comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie visés par des restrictions aux termes des accords de crédit.

f) Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation

Les actifs de production d'énergie sont classés à titre d'immobilisations corporelles et sont comptabilisés selon le modèle de réévaluation, conformément à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles* (« IAS 16 »). Les immobilisations corporelles sont initialement évaluées au coût, puis comptabilisées à leur montant réévalué, soit à la juste valeur à la date de réévaluation, diminuée du cumul des amortissements ultérieurs et du cumul de toute perte de valeur ultérieure.

En général, Brookfield Renewable calcule la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Ce modèle inclut les flux de trésorerie provenant des

conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, pour lesquels il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Ce modèle comprend également les estimations relatives aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme anticipée, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement, ainsi que des hypothèses relatives aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation par emplacement géographique. Les immobilisations en cours sont réévaluées lorsque suffisamment de renseignements ont été recueillis pour établir leur juste valeur selon la méthode des flux de trésorerie actualisés. Les réévaluations sont faites annuellement au 31 décembre afin de s'assurer que la valeur comptable ne diffère pas de façon significative de la juste valeur. Brookfield Renewable évalue initialement les actifs de production d'énergie acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises au cours de l'exercice, à leur juste valeur, conformément à la méthode comptable décrite à la note 2 I), « Regroupements d'entreprises ». Ainsi, dans l'année d'acquisition, les actifs de production d'énergie ne sont pas réévalués à la fin de l'exercice à moins d'une indication que les actifs ont perdu de la valeur.

Lorsque la valeur comptable d'un actif augmente en raison d'une réévaluation, l'augmentation est comptabilisée en résultat dans la mesure où elle compense une diminution de valeur comptabilisée antérieurement en résultat. Tout solde de l'augmentation est comptabilisé dans les autres éléments du résultat global et ajouté aux capitaux propres dans l'écart de réévaluation et les participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur comptable d'un actif diminue, la diminution est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global dans la mesure du solde positif au titre de l'écart de réévaluation, et la tranche restante de la diminution est comptabilisée en résultat.

L'amortissement des actifs de production d'énergie est calculé sur une base linéaire sur la durée d'utilité estimée des actifs, qui est présentée ci-dessous :

	Durée d'utilité estimée
Barrages	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées	Jusqu'à 60 ans
Centrales électriques	Jusqu'à 115 ans
Unités de production hydroélectrique	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie éolienne	Jusqu'à 22 ans
Unités de cogénération alimentées au gaz	Jusqu'à 40 ans
Autres actifs	Jusqu'à 60 ans

Le coût est attribué aux principales composantes des immobilisations corporelles. Lorsque des éléments d'immobilisations corporelles ont des durées d'utilité différentes, ils sont comptabilisés comme des éléments distincts (des composantes principales) et amortis séparément. Pour s'assurer de la validité des durées d'utilité et des valeurs résiduelles, une révision est effectuée annuellement.

Le calcul de l'amortissement est fonction du coût de l'actif, diminué de sa valeur résiduelle. L'amortissement d'un actif débute dès qu'il se trouve à l'endroit ou dans l'état nécessaire pour que la direction puisse l'exploiter de la manière prévue. Il cesse à la plus rapprochée des dates suivantes : la date à laquelle cet actif est classé comme détenu en vue de la vente ou la date à laquelle cet actif est décomptabilisé. Une immobilisation corporelle et toute composante importante sont décomptabilisées au moment de leur sortie ou lorsqu'aucun avantage économique futur n'est attendu de leur utilisation. Les autres actifs comprennent le matériel, les bâtiments et les améliorations locatives. Les bâtiments, le mobilier et les agencements, les améliorations locatives et le matériel de bureau sont comptabilisés au coût historique, diminués de l'amortissement cumulé. Les terrains et les immobilisations en cours ne sont pas assujettis à l'amortissement.

L'amortissement des immobilisations corporelles au Brésil est calculé selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession. La durée résiduelle moyenne pondérée était de 15 ans au 31 décembre 2014 (16 ans en 2013). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujéti à l'amortissement.

Tout amortissement cumulé au moment de la réévaluation est porté en diminution de la valeur comptable brute de l'actif, et le montant net est porté au montant réévalué de l'actif.

Les profits et les pertes réalisés à la cession d'une immobilisation corporelle sont comptabilisés dans le poste « Divers », aux comptes consolidés de résultat. L'écart de réévaluation est reclassé dans les composantes respectives des capitaux propres et n'est pas reclassé en résultat net lorsque les actifs sont cédés.

Changement d'estimations comptables

En 2012, Brookfield Renewable a retenu les services d'ingénieurs externes pour évaluer les durées d'utilité estimées de certains actifs. Ainsi, Brookfield Renewable a réévalué la durée d'utilité résiduelle estimée de certains actifs afin de présenter de manière plus précise la période au cours de laquelle ils offrent un avantage économique. Brookfield Renewable a comptabilisé ces changements selon l'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* (« IAS 8 ») qui exige l'application prospective du changement d'estimation comptable à compter de la date du changement, selon la date d'achèvement de l'examen. Les changements s'appliquaient soit le 1^{er} janvier 2012, le 1^{er} avril 2012 ou le 1^{er} juillet 2012, selon la date d'achèvement de la réévaluation. Les comptes consolidés de résultat rendent compte d'une baisse de 112 millions \$ au titre de l'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 par suite du changement d'estimation comptable.

g) Dépréciation d'actifs

Chaque date de bilan, la direction évalue s'il y a ou non une indication que les actifs ont perdu de la valeur. Pour les immobilisations corporelles et incorporelles non financières (y compris les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence), une perte de valeur est comptabilisée si la valeur recouvrable, considérée comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de la vente, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie, est inférieure à la valeur comptable. Les projections des flux de trésorerie futurs tiennent compte des plans d'exploitation applicables et des meilleures estimations de la direction quant aux conditions les plus probables susceptibles de se produire. Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif est augmentée à hauteur de la valeur la moins élevée entre l'estimation révisée de la valeur recouvrable et celle de la valeur comptable qui aurait été comptabilisée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement.

h) Créances clients et autres actifs courants

Les créances clients et autres actifs courants sont comptabilisés initialement à leur juste valeur, puis évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif, diminué de toute provision pour irrécouvrabilité.

i) Instruments financiers

Tous les instruments financiers se répartissent entre les catégories suivantes : actifs et passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net, trésorerie, prêts et créances, instruments financiers utilisés aux fins de couverture et autres passifs financiers. Tous les instruments financiers sont évalués à la juste valeur lors de leur comptabilisation initiale. Après la comptabilisation initiale, les actifs financiers classés

dans les prêts et créances et les autres passifs financiers sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les actifs financiers et les passifs financiers classés dans les instruments financiers utilisés aux fins de couverture de flux de trésorerie sont toujours comptabilisés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les autres actifs financiers et passifs financiers et les instruments financiers qui ne sont pas utilisés à des fins de couverture sont comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net.

Brookfield Renewable présente séparément les composantes passif et capitaux propres à la comptabilisation initiale de ces instruments financiers. Le montant de la charge de désactualisation liée à la composante passif est comptabilisé en résultat net, et le montant de la contrepartie liée à la composante capitaux propres est comptabilisé dans les capitaux propres.

Brookfield Renewable utilise, de manière sélective, des instruments financiers dérivés pour gérer les risques financiers, y compris les risques de taux d'intérêt, de prix des marchandises et de change. Un dérivé est un instrument financier qui ne nécessite que peu d'investissement ou pas d'investissement initial, qui est réglé à une date future et dont la valeur fluctue selon une variable comme le taux d'intérêt, le prix d'un instrument financier, le prix d'une marchandise, le cours de change, un indice de prix ou de taux, une notation ou un indice de crédit. La comptabilité de couverture est appliquée lorsque le dérivé est désigné à titre de couverture d'une exposition précise et qu'il est hautement probable qu'il continuera d'être efficace à titre de couverture en raison de flux de trésorerie ou de variations de juste valeur compensatoires prévus. Il est mis fin à la comptabilité de couverture, de façon prospective, lorsque le dérivé n'est plus admissible à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture est terminée. Une fois que la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée, la variation cumulative de la juste valeur d'un dérivé, auparavant comptabilisée dans les capitaux propres, est comptabilisée en résultat sur la durée restante de la relation de couverture initiale, à moins qu'il ne soit plus probable que la transaction prévue au départ aura lieu, auquel cas elle est alors comptabilisée en résultat. La juste valeur des instruments financiers dérivés est respectivement comprise dans les actifs ou les passifs liés à des instruments financiers.

i) Éléments admissibles à titre de couvertures
Couverture de flux de trésorerie

La partie efficace des profits et des pertes latents sur les contrats à terme de gré à gré sur taux d'intérêt et sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures des versements d'intérêts futurs est comptabilisée dans les capitaux propres en tant que couvertures de flux de trésorerie lorsque le risque de taux d'intérêt a trait à un versement d'intérêts prévu. Les échanges de paiements périodiques sur les swaps de taux d'intérêt désignés comme couvertures de la dette sont inscrits selon la méthode de la comptabilité d'exercice comme ajustement de la charge d'intérêts. Les échanges de paiement périodiques sur les contrats de taux d'intérêt désignés comme couvertures des versements d'intérêts futurs sont comptabilisés en résultat sur la durée des versements d'intérêts correspondants.

Couverture d'un investissement net

Les profits et les pertes réalisés et latents sur les contrats de change à terme de gré à gré désignés à titre de couvertures du risque de change sont comptabilisés dans les capitaux propres si le risque de change découle d'un investissement net dans une filiale dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar américain, et sont comptabilisés en résultat net au cours de la période durant laquelle la filiale est cédée.

ii) Éléments non admissibles à titre de couvertures

Au moment de la comptabilisation initiale d'un instrument financier dérivé qui n'est pas désigné comme couverture, un actif ou un passif dérivé est comptabilisé avec respectivement un passif ou un actif différé compensatoire. Les profits ou les pertes découlant de variations de la juste valeur des actifs ou passifs

dérivés sont comptabilisés comme profits ou pertes de juste valeur par le biais du résultat net dans la période au cours de laquelle les variations se produisent. Le passif ou l'actif différé est amorti en résultat selon la méthode linéaire sur la durée d'utilité de l'instrument financier dérivé.

iii) Placements disponibles à la vente

Les placements dans des titres de capitaux propres cotés en Bourse et des titres d'emprunt sont classés comme étant disponibles à la vente lorsque Brookfield Renewable n'a pas comme objectif stratégique de vendre les titres et que ceux-ci n'ont pas été acquis dans le but premier d'être vendus à court terme. Les placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, et les profits et les pertes, dans les autres éléments du résultat global. Les profits et les pertes réalisés sont comptabilisés en résultat lorsque les placements sont vendus, et sont calculés selon la valeur comptable moyenne des titres vendus. Si la juste valeur d'un placement chute sous sa valeur comptable, nous procédons à des évaluations qualitatives et quantitatives afin de déterminer si la perte de valeur est importante ou prolongée. Pour ces évaluations, nous examinons tous les faits et circonstances pertinents, notamment la durée pendant laquelle la juste valeur a été inférieure à la valeur comptable et l'importance de l'écart entre les deux.

j) Comptabilisation des produits et des charges

Les produits tirés de la vente d'électricité sont comptabilisés au moment où celle-ci est livrée. Les produits doivent être considérés comme recouvrables et les coûts engagés pour fournir l'électricité doivent être mesurables avant que les produits connexes puissent être comptabilisés. Les coûts liés à l'achat d'électricité ou de combustible sont comptabilisés à la livraison. Tous les autres coûts sont comptabilisés à mesure qu'ils sont engagés.

k) Impôts sur le résultat

Les actifs et les passifs d'impôt exigible sont évalués afin de calculer le montant qui devrait être versé aux autorités fiscales, déduction faite des recouvrements, selon les taux d'imposition et les lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates de clôture. Les actifs et les passifs d'impôts exigibles sont inclus respectivement dans les créances clients et autres actifs courants, et dans les dettes fournisseurs et autres créditeurs.

L'impôt différé est comptabilisé lorsqu'il y a des différences temporaires imposables entre la base fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. L'impôt différé n'est pas comptabilisé lorsque la différence temporaire résulte du goodwill ou de la comptabilisation initiale d'autres actifs et passifs dans le cadre d'une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui ne touche ni le bénéfice imposable ni le résultat comptable. Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires déductibles et les reports en avant de crédits d'impôt non utilisés et de pertes fiscales non utilisées, dans la mesure où il est probable que les déductions, les crédits d'impôt et les pertes fiscales puissent être utilisés. La valeur comptable des actifs d'impôt différé fait l'objet d'un examen à chaque date de clôture et est réduite dans la mesure où il n'est plus probable que les actifs d'impôt soient recouverts. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates du bilan consolidé.

Les impôts exigible et différé liés aux éléments comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global sont également comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global.

l) Regroupements d'entreprises

L'acquisition d'une entreprise est comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie de chaque acquisition correspond au total des justes valeurs, à la date de l'échange, des actifs transférés, des dettes contractées à l'égard des anciens propriétaires de l'entreprise acquise, et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise qui respectent les conditions de comptabilisation selon l'IFRS 3 sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition, sauf les impôts sur le résultat, qui sont évalués selon l'IAS 12, *Impôts sur le résultat*, les paiements fondés sur des actions, qui sont évalués selon l'IFRS 2, *Païement fondé sur des actions*, et les actifs non courants classés comme détenus en vue de la vente et évalués à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente selon l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. La participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise est initialement évaluée selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle de la juste valeur nette des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés.

Le goodwill est comptabilisé dans la mesure où le total de la juste valeur de la contrepartie versée, le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de toute participation précédemment détenue dans l'entité acquise excèdent la juste valeur des immobilisations corporelles et incorporelles identifiables nettes. Si l'écart est négatif, le montant est comptabilisé en résultat net à titre de profit.

Lorsqu'un regroupement d'entreprises est réalisé par étapes, les participations détenues précédemment dans l'entité acquise sont réévaluées à leur juste valeur à la date d'acquisition, soit la date à laquelle le contrôle est obtenu, et le profit ou la perte qui en découle, le cas échéant, est comptabilisé en résultat net. Les montants découlant des participations dans l'entreprise acquise détenues avant la date d'acquisition qui ont été comptabilisés précédemment dans les autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net. Au moment de la sortie ou de la perte de contrôle d'une filiale, la valeur comptable de l'actif net de la filiale (y compris tout autre élément du résultat global lié à celle-ci) est décomptabilisée, et l'écart entre tout produit touché et la valeur comptable de l'actif net est comptabilisé en résultat comme un profit ou une perte.

m) Autres éléments

i) Coûts capitalisés

Les coûts capitalisés liés aux immobilisations en cours comprennent toutes les dépenses admissibles engagées relativement à l'aménagement et à la construction de l'actif de production d'énergie. Ces dépenses comprennent les coûts des matériaux, les coûts de main-d'œuvre directe et d'autres coûts directement attribuables à la préparation de l'actif à son usage prévu, ainsi que les coûts relatifs au démantèlement et à l'enlèvement d'immobilisations corporelles et à la remise en état du site sur lequel elles sont situées. Les intérêts et les coûts d'emprunt sont capitalisés lorsque les activités nécessaires pour préparer l'actif à son usage prévu ou à sa vente prévue sont en cours, que les dépenses liées à cet actif ont été engagées et que les fonds ont été utilisés ou empruntés pour financer la construction ou l'aménagement. La capitalisation des coûts cesse lorsque l'actif en question est prêt à être utilisé.

ii) Prestations de retraite et avantages du personnel futurs

Les prestations de retraite et les avantages du personnel futurs relativement aux employés des entités en exploitation faisant partie de Brookfield Renewable sont comptabilisés dans les états financiers consolidés. Le coût des prestations de retraite au titre des régimes à prestations définies et des avantages postérieurs à l'emploi offerts est comptabilisé au fur et à mesure que les employés obtiennent

droit à prestations. La méthode des unités de crédit projetées au prorata des années de service, qui se fonde sur les hypothèses les plus probables de la direction, est utilisée pour évaluer les prestations et autres avantages de retraite. Les actifs sont évalués à leur juste valeur aux fins du calcul du rendement prévu de l'actif des régimes. Tous les écarts actuariels sont comptabilisés immédiatement par le biais des autres éléments du résultat global afin que le montant net de l'actif ou du passif au titre des régimes de retraite comptabilisés aux bilans consolidés reflète la valeur totale du déficit ou de l'excédent des régimes. L'intérêt net est calculé en appliquant le taux d'actualisation à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies. Les variations du montant net des obligations au titre des prestations définies se rapportant aux coûts de service (qui comprennent le coût des services rendus pour l'exercice, le coût des services passés, ainsi que les profits et les pertes sur les réductions et les règlements ponctuels), et les charges d'intérêts nettes ou les produits d'intérêts nets sont comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat.

Les réévaluations, composées des écarts actuariels, de l'incidence du plafond de l'actif et du rendement des actifs des régimes (excluant l'intérêt net), sont comptabilisées immédiatement aux bilans consolidés, et un débit ou un crédit correspondant est porté dans les résultats non distribués par le biais des autres éléments du résultat global pendant la période au cours de laquelle les réévaluations ont eu lieu. Les réévaluations ne sont pas reclassées en résultat net au cours de périodes ultérieures. Pour les régimes à cotisations définies, les montants sont passés en charges en fonction des droits à prestations des employés.

iii) Passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement

Les obligations juridiques et implicites liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles sont comptabilisées en tant que passifs lorsque l'obligation est engagée et sont évaluées à la valeur actuelle des coûts prévus pour régler le passif, actualisée au taux courant ajusté en fonction du crédit, avant impôts, propre au passif. Le passif est désactualisé jusqu'à la date à laquelle il sera engagé, et une charge correspondante est comptabilisée dans les charges d'exploitation. La valeur comptable des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement est revue chaque année, et l'incidence des modifications d'estimations touchant le montant des flux de trésorerie ou le moment prévu des débours est ajoutée au coût de l'actif connexe, ou déduite de celui-ci.

iv) Intérêts et coûts d'emprunt

Les intérêts et les coûts d'emprunt sont capitalisés lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif qualifié. Un actif qualifié est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé.

v) Provisions

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est constituée lorsque Brookfield Renewable a une obligation actuelle juridique ou implicite résultant d'événements passés, qu'il est probable qu'une sortie de trésorerie soit nécessaire pour régler l'obligation et que le montant peut être estimé de façon fiable. Aucune provision n'est comptabilisée pour des pertes d'exploitation futures. La provision est évaluée à la valeur actuelle de la meilleure estimation des dépenses qui devraient être nécessaires pour régler l'obligation selon un taux d'actualisation qui tient compte des appréciations courantes du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres à l'obligation. Les provisions sont réévaluées à chaque date de clôture au moyen du taux d'actualisation courant. L'augmentation de la provision au fil du temps est comptabilisée en tant que charge d'intérêts.

vi) Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts découlent du passage du temps et sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'engagement.

vii) Subventions gouvernementales

Brookfield Renewable est admissible à des subventions gouvernementales pour la construction ou l'acquisition d'actifs de production d'énergie renouvelable et la mise en service commerciale de ces actifs, dans la mesure où sa demande auprès de l'organisme concerné est acceptée. L'évaluation visant à déterminer si un projet respecte les conditions requises et s'il existe une assurance raisonnable que les subventions seront reçues sera effectuée au cas par cas. Brookfield Renewable réduit le coût de l'actif du montant de la subvention. Le montant des subventions est comptabilisé systématiquement en résultat net à titre de réduction de l'amortissement sur les périodes au cours desquelles est comptabilisé l'amortissement de ces actifs et proportionnellement à cet amortissement.

Pour ce qui est des subventions liées au résultat, l'aide gouvernementale (correspondant à la différence entre le prix du marché et le prix fixe garanti) devient généralement exigible au moment de la production de l'électricité et de sa livraison au réseau pertinent. À ce stade, l'encaissement de la subvention devient raisonnablement assuré, et celle-ci est alors comptabilisée dans les produits au cours du mois de livraison de l'électricité.

n) Estimations critiques

Brookfield Renewable fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels ainsi que sur le montant déclaré des produits et des autres éléments du résultat global de l'exercice considéré. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations et les hypothèses critiques dans la détermination des montants déclarés dans les états financiers consolidés portent sur les éléments suivants :

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles de Brookfield Renewable est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 11 intitulée « Immobilisations corporelles, à la juste valeur ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Brookfield Renewable d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour en savoir plus, se reporter à la note 2 o) iii) intitulée « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

L'estimation des durées d'utilité et des valeurs résiduelles permet de calculer l'amortissement. Des révisions annuelles sont effectuées pour s'assurer de l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

ii) Instruments financiers

Brookfield Renewable fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Brookfield Renewable

des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou payerait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 8 intitulée « Gestion des risques et instruments financiers », pour de plus amples détails.

iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur à l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif, réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates des bilans consolidés. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont.

o) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables

Les jugements critiques rendus quant à l'application des méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés et dont l'incidence est significative sur les montants qui y sont présentés portent sur les points suivants :

i) Préparation des états financiers consolidés

Les présents états financiers consolidés présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de Brookfield Renewable. Il faut faire preuve de jugement pour établir les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés comme faisant partie des activités de Brookfield Renewable.

ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application de l'IFRS 3 et la direction a donc fait preuve de jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions, et a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude, selon l'IAS 8. Par conséquent, les états financiers consolidés comprennent les actifs et les passifs acquis à la valeur comptable précédente dans les états financiers de la société regroupée. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles de Brookfield Renewable est décrite à la note 2 f) intitulée « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation ». L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut faire preuve de jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables à inclure dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

Brookfield Renewable détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations de Brookfield Renewable portent sur 20 ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée.

Le modèle d'évaluation intègre les flux de trésorerie futurs des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, lorsqu'il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Pour ce qui est de la production future estimée qui n'intègre pas les prix fixés par des conventions d'achat d'électricité à long terme, le modèle de flux de trésorerie repose sur des estimations des prix futurs de l'électricité, en tenant compte des cours proposés par des courtiers obtenus de sources indépendantes pour les années où le marché est liquide. L'évaluation des actifs de production d'énergie qui ne sont pas directement liés à des conventions d'achat d'électricité à long terme s'appuie également sur l'utilisation d'une estimation à long terme des prix futurs de l'électricité. À cette fin, selon le modèle d'évaluation, un taux d'actualisation permettant de dégager un rendement raisonnable est appliqué au coût tout inclus de construction de nouvelles installations éoliennes terrestres et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme de Brookfield Renewable est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2020. Cette année est celle où les producteurs nord-américains doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes installations alimentées au charbon et des échéances de conformité aux émissions de l'Environmental Protection Agency. Brookfield Renewable a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles installations éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des installations hydroélectriques. Au Brésil, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout inclus de nouvelles installations hydroélectriques et éoliennes.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte non tenu de la valeur du renouvellement éventuel.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des installations en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque installation en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur 20 ans auquel elle se conforme pour s'assurer que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers de Brookfield Renewable est décrite à la note 2 i) intitulée « Instruments financiers ». En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, et pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat de Brookfield Renewable est décrite à la note 2 k) intitulée « Impôts sur le résultat ». Pour l'application de cette méthode, il faut faire preuve de jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

p) Nouvelles interprétations adoptées par Brookfield Renewable

i) Droits ou taxes imposés par les gouvernements

L'IFRIC 21, *Droits ou taxes* (« IFRIC 21 ») fournit des indications sur le moment où il faut comptabiliser un passif au titre du droit ou de la taxe exigé par un gouvernement, tant pour les droits ou taxes qui sont comptabilisés selon l'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, que pour ceux dont l'échéance et le montant sont certains. L'IFRIC 21 établit le fait générateur d'obligation pour la comptabilisation d'un passif comme l'activité qui rend le droit ou la taxe exigible, tel qu'il est prévu dans les dispositions légales ou réglementaires. Un passif est comptabilisé de manière progressive si le fait générateur d'obligation se produit au fil du temps ou, si l'obligation est générée lorsqu'un seuil minimum est atteint, le passif est comptabilisé lorsque le seuil minimum d'activité est atteint.

L'adoption et l'application par Brookfield Renewable de l'IFRIC 21 à compter du 1^{er} janvier 2014 n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés.

q) Modifications futures de méthodes comptables

i) Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. La norme introduit de nouvelles exigences en matière de classement, d'évaluation, de dépréciation et de comptabilité de couverture. L'IFRS 9 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'application anticipée est permise. L'application rétrospective est exigée, mais pas les informations comparatives. L'application anticipée des versions antérieures (2009, 2010 et 2013) de l'IFRS 9 est permise si la date de la première application précède le 1^{er} février 2015. À l'heure actuelle, la direction évalue l'incidence de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

ii) Modifications de l'IFRS 10 et de l'IAS 28

Les modifications de l'IFRS 10, *États financiers consolidés* (« IFRS 10 ») et de l'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises (2011)* (« IAS 28 ») visent à remédier à l'incohérence manifeste entre les dispositions de l'IFRS 10 et celles de l'IAS 28 relativement à la vente ou à l'apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise. La principale conséquence des modifications est que le montant intégral du profit ou de la perte est comptabilisé lorsqu'une transaction concerne une entreprise (que celle-ci exerce ou non ses activités à titre de filiale). Un profit ou une perte est comptabilisé partiellement lorsqu'une transaction concerne des actifs qui ne constituent pas une entreprise, même si ces actifs sont rattachés à une filiale. Les modifications

s'appliquent aux transactions effectuées pendant les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2016 et l'adoption anticipée est permise. La direction évalue actuellement l'incidence des modifications de l'IFRS 10 et de l'IAS 28 sur les états financiers consolidés.

iii) Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients* (« IFRS 15 ») qui définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats intervenus avec des clients et qui remplacera la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et l'IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits afin de refléter le transfert des biens et services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. La norme prescrit un modèle en cinq étapes pour appliquer ces principes et fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. La direction évalue actuellement l'incidence de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.

3. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales de Brookfield Renewable qui, de l'avis de la direction, ont une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2014 :

	Pays de constitution, d'enregistrement ou d'activité	Droits de vote détenus ou contrôlés (%)
Alta Wind VIII LLC ¹	Delaware	100
Barra do Braúna Energética S.A.	Brésil	100
BIF II Safe Harbor Holdings LLC ¹	Delaware	100
Black Bear Hydro Partners, LLC ¹	Delaware	100
Brookfield BRP Canada Corp.	Alberta	100
Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc.	Ontario	100
Brookfield Energia Comercializadora Ltda	Brésil	100
Brookfield Power US Holding America Co.	Delaware	100
Brookfield Power Wind Prince LP	Ontario	100
Brookfield Smoky Mountain Hydropower LLC ¹	Delaware	100
Brookfield White Pine Hydro LLC ¹	Delaware	100
Catalyst Old River Hydroelectric Limited Partnership ²	Louisiane	75
Comber Wind Limited Partnership	Ontario	100
Coram California Development, L.P. ¹	Delaware	100
Energética Campos de Cima da Serra Ltda	Brésil	100
Erie Boulevard Hydropower, L.P.	Delaware	100
Garracummer Wind Farm Limited ¹	République d'Irlande	100
Gosfield Wind Limited Partnership	Ontario	100
Granite Reliable Power, LLC ¹	Delaware	89,5
Great Lakes Hydro America, LLC	Delaware	100

	Pays de constitution, d'enregistrement ou d'activité	Droits de vote détenus ou contrôlés (%)
Great Lakes Power Limited	Ontario	100
Hawks Nest Hydro LLC	Delaware	100
Itiquira Energética S.A.	Brésil	100
Knockacummer Wind Farm Limited ¹	République d'Irlande	100
Kwagis Power Limited Partnership	Colombie-Britannique	75
Énergie La Lièvre s.e.c.	Québec	100
Fiducie Mississagi Power	Québec	100
Powell River Energy Inc.	Québec	100
Rumford Falls Hydro LLC	Delaware	100
Safe Harbor Water Power Corporation ¹	Pennsylvanie	100
Serra Dos Cavalinhos II Energética S.A.	Brésil	100
Windstar Energy, LLC	Californie	100

¹⁾ Contrôle exercé en vertu des droits de vote obtenus aux termes de conventions de vote conclues avec Brookfield.

²⁾ Participation sans droit de vote détenue sous forme d'actions privilégiées et de billets garantis.

4. REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES

Les placements suivants ont été comptabilisés au moyen de la méthode d'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à la date de chacune des acquisitions respectives.

Réalisés au cours de 2014

Portefeuille de production hydroélectrique dans l'État du Maine

En janvier 2014, Brookfield Renewable a acquis un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 70 MW dont la production annuelle devrait être d'environ 372 GWh (« centrales hydroélectriques du Maine »). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé une participation donnant le contrôle d'environ 40 % dans ce portefeuille. La contrepartie en trésorerie a totalisé 244 millions \$. Les coûts d'acquisition de 2 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits liés à l'acquisition auraient été de 21 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Actifs de production d'énergie éolienne en Californie

En février 2014, Brookfield Renewable a acquis la participation restante de 50 % dans une centrale hydroélectrique californienne d'une puissance de 30 MW, pour une contrepartie en trésorerie totale de 11 millions \$ (l'« acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique en Californie »). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé une participation donnant le contrôle d'environ 22 % dans la centrale.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits liés à l'acquisition auraient été de 1 million \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Centrale hydroélectrique dans l'État de Pennsylvanie

En mars 2014, Brookfield Renewable a acquis une participation financière de 33 % conférant 50 % des droits de vote dans une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie (« centrale hydroélectrique en Pennsylvanie »), dont la production annuelle devrait être de 1 129 GWh. La contrepartie en trésorerie a totalisé 295 millions \$. Brookfield Renewable a comptabilisé sa participation financière de 33 % selon la méthode de la mise en équivalence.

En août 2014, Brookfield Renewable a acquis la participation financière restante de 67 % conférant 50 % des droits de vote dans la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie (l'« acquisition par étapes de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie »), pour une contrepartie en trésorerie additionnelle de 614 millions \$, et a commencé à consolider les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et l'actif net de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie. Avant l'acquisition par étapes de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie, Brookfield Renewable a réévalué la participation financière de 33 % qu'elle détenait à la juste valeur, et l'incidence nette de cette réévaluation n'était pas significative. L'acquisition par étapes de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé une participation donnant le contrôle d'environ 40 %. Les coûts d'acquisition totaux de 2 millions \$ liés à l'acquisition de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie et à l'acquisition par étapes de la centrale hydroélectrique en Pennsylvanie ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits additionnels liés à l'acquisition se seraient élevés à 99 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Portefeuille éolien en Irlande

En juin 2014, Brookfield Renewable a acquis le portefeuille éolien de Bord Gáis Energy, qui comprend 17 projets éoliens en Irlande dont la puissance éolienne en exploitation est de 326 MW et dont la production annuelle devrait atteindre 837 GWh. L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels et Brookfield Renewable a conservé une participation donnant le contrôle d'environ 40 % dans ce portefeuille. La contrepartie totale de 524 millions € (718 millions \$) comprenait 521 millions € (713 millions \$) en trésorerie qui ont été accrus pour tenir compte de rajustements après clôture. Les coûts d'acquisition de 12 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits liés à l'acquisition se seraient élevés à 92 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

La répartition provisoire des prix des acquisitions réalisées selon la juste valeur est la suivante :

(EN MILLIONS)	Maine	Californie	Pennsylvanie	Irlande	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 \$	4 \$	15 \$	35 \$	61 \$
Liquidités soumises à restrictions	-	-	-	12	12
Créances clients et autres actifs courants	13	-	11	10	34
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	220	81	1 040	1 075	2 416
Autres actifs non courants	6	-	-	-	6
Passifs courants	(1)	-	(4)	(75)	(80)
Dettes à long terme	-	(13)	(77)	(232)	(322)
Autres passifs non courants	(1)	(5)	(76)	(107)	(189)
Actifs nets acquis	244 \$	67 \$	909 \$	718 \$	1 938 \$

Les justes valeurs estimées des actifs acquis et des passifs pris en charge devraient être finalisées au cours des 12 mois suivant la date d'acquisition.

Réalisés au cours de 2013

Portefeuille de production hydroélectrique dans le nord-est des États-Unis

En mars 2013, Brookfield Renewable a acquis la propriété exclusive d'un portefeuille de centrales hydroélectriques de 360 MW. Le total de la contrepartie a été versé comme suit : 57 millions \$, dont 55 millions \$ en trésorerie et 2 millions \$ en versements préclôture et en ajustements du fonds de roulement; des billets liés à une société de portefeuille et des billets liés à des projets, d'une valeur nominale de 700 millions \$, ont aussi été pris en charge. Les coûts d'acquisition de 8 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés. En septembre 2013, à la clôture d'un fonds privé parrainé par Brookfield Asset Management, des partenaires institutionnels ont co-investi 49,9 %, soit 205 millions \$, dans ces installations.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits liés à l'acquisition auraient été de 104 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Portefeuille de production d'énergie éolienne en Californie

En août 2012, Brookfield Renewable a acquis 16 % des actions ordinaires en circulation de Western Wind Energy Corp. (« Western Wind »), pour une contrepartie en trésorerie totale de 25 millions \$.

Le 26 novembre 2012, Brookfield Renewable a lancé une offre d'achat, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive indirecte, visant toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Western Wind, outre celles déjà détenues par Brookfield Renewable, à 2,50 \$ CA en espèces par action ordinaire. Cette offre a par la suite été bonifiée, pour passer à 2,60 \$ CA par action ordinaire. Le 21 février 2013, Brookfield Renewable a annoncé que son offre d'achat de Western Wind avait été fructueuse et que, par suite de l'acquisition des actions visées par l'offre, elle détenait 66,1 % des actions ordinaires émises et en circulation.

Le 1^{er} mars 2013, les membres du conseil d'administration ont été remplacés par des administrateurs nommés par Brookfield Renewable. Par conséquent, Brookfield Renewable a commencé à consolider les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et les actifs nets de Western Wind. De plus, Brookfield Renewable a dû réévaluer la participation de 16 % qu'elle détenait auparavant à la juste valeur. L'incidence nette de la réévaluation est négligeable.

Le 7 mars 2013, Brookfield Renewable a accru sa participation pour la porter à 93 % des actions ordinaires en circulation, pour une contrepartie en trésorerie additionnelle de 143 millions \$. Étant donné que Brookfield Renewable détenait plus de 90 % des actions ordinaires, elle a acquis toutes les actions ordinaires restantes le 21 mai 2013 selon les mêmes modalités que les autres actions ordinaires acquises aux termes de l'offre, pour une contrepartie en trésorerie additionnelle de 15 millions \$. Les actions ordinaires de Western Wind ont été radiées de la cote de la Bourse de croissance TSX le 24 mai 2013.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à l'acquisition se seraient élevés à 38 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Centrale hydroélectrique au Canada

En mars 2013, Brookfield Renewable a acquis la participation restante de 50 %, auparavant détenue par son partenaire, dans une centrale hydroélectrique au Canada, portant son placement total à 100 % (l'« acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique au Canada »).

L'acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique au Canada a comporté une contrepartie en trésorerie de 32 millions \$ et la prise en charge de la partie du partenaire de la dette sans recours. Avant

l'acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique au Canada, la participation financière de Brookfield Renewable s'élevait à 22 millions \$. Brookfield Renewable a réévalué à la juste valeur la participation de 50 % qu'elle détenait déjà et a contrepasé tous les montants déjà comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. En outre, le montant de 30 millions \$ lié à l'écart de réévaluation sur la participation initiale de 50 % a été reclassé dans les capitaux propres, duquel une tranche de 14 millions \$ se compose de capitaux propres des commanditaires.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits se seraient élevés à 22 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2013.

La répartition des prix des acquisitions réalisées selon la juste valeur est la suivante :

(EN MILLIONS)	Nord-est des États-Unis	Californie	Canada	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	2 \$	6 \$	8 \$
Liquidités soumises à restrictions	32	8	-	40
Autres actifs courants	12	9	9	30
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	721	453	213	1 387
Autres actifs non courants	22	30	-	52
Passifs courants	(10)	(23)	(29)	(62)
Dette à long terme	(720)	(250)	(105)	(1 075)
Autres passifs non courants	-	(43)	(39)	(82)
Participations ne donnant pas le contrôle	-	(68)	-	(68)
Actifs nets acquis	57 \$	118 \$	55 \$	230 \$

La répartition des prix des acquisitions réalisées en 2013 et 2012 a été finalisée au cours des exercices clos les 31 décembre 2014 et 2013. Aucun changement important à la répartition provisoire des prix des acquisitions présentée dans les états financiers consolidés audités de 2013 et de 2012 n'a dû être apporté à l'égard des acquisitions réalisées au cours de chacune de ces années.

Réalisés au cours de 2012

Portefeuille de production d'énergie éolienne en Californie

En mars 2012, les placements suivants ont été effectués par Brookfield Renewable et certains partenaires institutionnels par l'entremise de BAIF U.S. Renewable Power Holdings LLC (« BAIF U.S. Holdings »), dans laquelle Brookfield Renewable détient une participation donnant le contrôle de 22 %. Les placements ont été comptabilisés au moyen de la méthode d'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés audités à la date de chacune des acquisitions respectives.

BAIF U.S. Holdings a acquis la totalité des participations dans deux parcs éoliens en Californie. BAIF U.S. Holdings a également acquis la participation restante de 50 % dans un parc éolien, portant ainsi la participation totale de Brookfield Renewable à 100 % (l'« acquisition par étapes de parcs éoliens en Californie »). Le total de la contrepartie versée pour ces participations s'élève à 206 millions \$, dont 180 millions \$ proviennent de la trésorerie et du règlement de certains passifs.

En raison de l'acquisition par étapes de parcs éoliens en Californie, Brookfield Renewable a dû réévaluer à la juste valeur la participation de 50 % qu'elle détenait déjà, soit à 63 millions \$, et contrepasser tout montant déjà comptabilisé dans les autres éléments du résultat global se rattachant à la participation initiale de 50 %. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, le résultat net rend compte d'une charge de

11 millions \$ liée au reclassement depuis les autres éléments du résultat global au titre des instruments financiers désignés comme des couvertures des flux de trésorerie avant l'acquisition par étapes de parcs éoliens en Californie. En outre, le montant de 5 millions \$ lié à l'écart de réévaluation sur la participation initiale de 50 % a été reclassé dans les capitaux propres.

Les coûts d'acquisition de 2 millions \$ liés aux acquisitions susmentionnées ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés.

Ces parcs éoliens sont maintenant tous en service.

Centrale hydroélectrique au Brésil

En juillet 2012, une entité liée à Brookfield Americas Infrastructure Fund (« BAIF »), dans laquelle Brookfield Renewable détient une participation donnant le contrôle de 25 %, a acquis la propriété exclusive d'une centrale hydroélectrique au Brésil moyennant une contrepartie en trésorerie de 14 millions \$. Un profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses de 12 millions \$ a été comptabilisé, puisque la juste valeur des actifs acquis excède la contrepartie versée. Le profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses a été comptabilisé au poste « Divers », et les coûts d'acquisition ont été passés en charges à la date d'acquisition.

Portefeuille de production hydroélectrique dans le sud des États-Unis

En novembre 2012, BAIF U.S. Holdings a acquis la propriété exclusive d'un portefeuille de centrales hydroélectriques situées au Tennessee et en Caroline du Nord, dans le sud des États-Unis, pour une contrepartie en trésorerie de 597 millions \$. Les coûts d'acquisition de 7 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, en supposant une production moyenne à long terme, les produits auraient augmenté de 56 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

La répartition selon la juste valeur des prix des acquisitions réalisées en 2012 est la suivante :

(EN MILLIONS)	Californie	Brésil	Sud des États-Unis	Total
Actifs courants ¹	50 \$	- \$	4 \$	54 \$
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	748	32	594	1 374
Autres actifs non courants	9	-	-	9
Passifs courants	(102)	-	(1)	(103)
Dette à long terme	(436)	(6)	-	(442)
Actifs nets acquis	269 \$	26 \$	597 \$	892 \$

¹⁾ Comprennent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 49 millions \$.

5. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de Brookfield Renewable aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Trésorerie	128 \$	164 \$
Dépôts à court terme	22	39
	150 \$	203 \$

6. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions de Brookfield Renewable aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Projets de développement	75 \$	42 \$
Activités	238	202
Total	313	244
Moins : non courante	(81)	(75)
Courante	232 \$	169 \$

Se reporter à la note 12, « Autres actifs non courants » pour des renseignements sur les liquidités non courantes soumises à restrictions.

7. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants de Brookfield Renewable aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Créances clients	91 \$	105 \$
Autres créances à court terme	40	65
Charges payées d'avance et créances diverses	70	34
	201 \$	204 \$

Au 31 décembre 2014, 99 % (99 % en 2013) des créances clients étaient courantes. Les créances clients sont généralement exigibles dans les 30 jours, et des limites de crédit faisant l'objet d'un suivi serré sont attribuées à toutes les contreparties. Pour déterminer la recouvrabilité des créances clients, la direction effectue une analyse de risque en tenant compte du type et de l'âge des débiteurs en souffrance et de la solvabilité des contreparties. La direction examine aussi régulièrement le solde des créances clients. Les charges pour créances douteuses liées aux créances clients sont comptabilisées dès qu'un compte est considéré comme irrécouvrable. Dans ces circonstances, aux 31 décembre 2014 et 2013, une provision pour créances douteuses n'était pas jugée nécessaire.

8. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

GESTION DES RISQUES

Brookfield Renewable court divers risques financiers en raison de ses activités, y compris le risque de marché (c'est-à-dire le risque sur marchandises, le risque de taux d'intérêt et le risque de change), le risque de crédit et le risque de liquidité. Brookfield Renewable a recours principalement à des instruments financiers pour gérer ces risques.

a) Risque de marché

Le risque de marché est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des prix du marché.

Brookfield Renewable est exposée au risque de marché découlant des actifs et des passifs libellés en devises, de l'incidence des variations des taux d'intérêt et des passifs à taux variable. Le risque de marché est géré en finançant les actifs au moyen de passifs financiers libellés dans la même devise et assortis de modalités semblables liées aux taux d'intérêt, ainsi qu'en détenant des contrats financiers, tels que des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change, de façon à réduire au minimum le reste du risque couru. Les instruments financiers détenus par Brookfield Renewable qui sont assujettis au risque de marché comprennent les emprunts ainsi que les instruments financiers comme les contrats de taux d'intérêt, les contrats de change et les contrats sur marchandises. Les catégories d'instruments financiers qui peuvent donner lieu à une variabilité considérable sont décrites ci-après :

i) Risque de prix de l'électricité

Le risque de prix de l'électricité est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des prix des marchandises. Le risque de prix de l'électricité est lié à la vente, par Brookfield Renewable, de la part de sa production non régie par contrat. Brookfield Renewable vise à vendre l'électricité en vertu de contrats à long terme afin d'assurer la stabilité des prix et de réduire son exposition aux marchés de gros.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du prix du marché de l'électricité aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du prix du marché, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % du prix de l'électricité du marché sur des contrats d'énergie dérivés en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net			Incidence sur les autres éléments du résultat global		
(EN MILLIONS)	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Augmentation de 5 %	- \$	- \$	1 \$	(9) \$	1 \$	- \$
Diminution de 5 %	-	-	(1)	9	(1)	-

ii) Risque de change

Le risque de change est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur lié à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des taux de change.

Brookfield Renewable est exposée au dollar canadien, au réal brésilien et à l'Euro en raison de ses placements dans des établissements étrangers. Par conséquent, les fluctuations du dollar américain par rapport à ces devises augmentent la volatilité du résultat net et des autres éléments du résultat global. Brookfield Renewable est partie à des contrats de change dans le but surtout d'atténuer cette exposition.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du taux de change aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du taux de change, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % des taux de change du dollar américain sur les swaps de change en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net			Incidence sur les autres éléments du résultat global		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Augmentation de 5 %	12 \$	- \$	- \$	19 \$	- \$	- \$
Diminution de 5 %	(12)	-	-	(19)	-	-

iii) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Brookfield Renewable en raison de variations des taux d'intérêt.

Les actifs de Brookfield Renewable consistent essentiellement en actifs physiques de longue durée. Les passifs financiers de Brookfield Renewable sont principalement constitués de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt. Tous les passifs financiers non dérivés sont comptabilisés au coût amorti. Brookfield Renewable détient aussi des contrats sur taux d'intérêt pour s'assurer des taux fixes sur certaines émissions à venir de titres de créance.

Brookfield Renewable conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie de Brookfield Renewable, principalement sur les intérêts à payer sur la dette à taux variable de Brookfield Renewable, laquelle se limite à certains emprunts de filiales, dont la valeur totale du capital s'élevait à 2 552 millions \$ (1 515 millions \$ en 2013). De ce montant en capital, une tranche de 1 237 millions \$ (806 millions \$ en 2013) a été couverte grâce à des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations de taux d'intérêt aux 31 décembre, qui est présentée de façon à illustrer leur effet sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 1 % des taux d'intérêt, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 1 % des taux d'intérêt sur les swaps de taux d'intérêt et la dette à taux variable en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net			Incidence sur les autres éléments du résultat global		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Augmentation de 1 %	(13) \$	(7) \$	(7) \$	138 \$	96 \$	51 \$
Diminution de 1 %	13	7	7	(138)	(96)	(51)

b) Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte découlant du non-respect, par un emprunteur ou une contrepartie, de ses obligations contractuelles. L'exposition de Brookfield Renewable au risque de crédit lié aux instruments financiers a trait essentiellement aux obligations des contreparties à l'égard des contrats d'énergie, des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme et des transactions physiques d'électricité et de gaz.

Brookfield Renewable réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité de Brookfield Renewable sont examinées régulièrement et sont conclues presque exclusivement avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients de Brookfield Renewable, se reporter à la note 7, « Créances clients et autres actifs courants ».

L'exposition maximale au risque de crédit aux 31 décembre s'établissait comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150 \$	203 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹⁾	313	244
Créances clients et autres créances à court terme	131	170
Actifs liés à des instruments financiers	66	17
Montants à recevoir de parties liées	63	48
	723 \$	682 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque que Brookfield Renewable ne puisse pas combler des besoins de trésorerie ou s'acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de Brookfield Renewable et par son accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la note 14, « Dette à long terme et facilités de crédit ». Brookfield Renewable veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité de BBB (élevé).

Brookfield Renewable est également exposée au risque lié au financement par emprunt. Ce risque est atténué par la nature à long terme des instruments d'emprunt et par l'échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.

L'analyse de sensibilité mentionnée dans les paragraphes précédents rend compte uniquement des risques liés aux instruments qui, de l'avis de Brookfield Renewable, sont sensibles aux fluctuations du marché et à la perte éventuelle pouvant découler de la sélection d'une ou de plusieurs variations hypothétiques. Par conséquent, l'information précédente ne vise pas à décrire tous les risques auxquels Brookfield Renewable est exposée.

OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant classe les obligations en matière de trésorerie liées aux passifs de Brookfield Renewable en les regroupant par classe d'échéance pertinente définie en fonction de la durée restante entre les dates de clôture et la date d'échéance contractuelle. Comme les montants représentent les flux de trésorerie contractuels non actualisés (majorés des coûts de financement non amortis et du cumul des amortissements, le cas échéant), ils pourraient ne pas correspondre aux montants présentés aux bilans consolidés.

AU 31 DÉCEMBRE 2014 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	253 \$	- \$	- \$	253 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	99	68	7	174
Montants à payer à des parties liées	79	-	-	79
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	5	13	19
Dette à long terme et facilités de crédit ¹	256	3 339	4 146	7 741
Intérêts à payer sur la dette à long terme ²	392	1 287	1 468	3 147
Total	1 080 \$	4 699 \$	5 634 \$	11 413 \$

AU 31 DÉCEMBRE 2013 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	229 \$	- \$	- \$	229 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	64	9	-	73
Montants à payer à des parties liées	110	-	-	110
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	5	117	123
Dette à long terme et facilités de crédit ¹	517	2 395	3 752	6 664
Intérêts à payer sur la dette à long terme ²	364	1 199	1 640	3 203
Total	1 285 \$	3 608 \$	5 509 \$	10 402 \$

¹⁾ Comprendent les montants courants et non courants.

²⁾ Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon des taux d'intérêt estimés.

Brookfield Renewable classe ses actifs et ses passifs financiers comme suit :

AU 31 DÉCEMBRE 2014 (EN MILLIONS)	Trésorerie, prêts et créances	Actifs (passifs) ¹	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Autres passifs financiers	Actifs non financiers et passifs non financiers	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	150 \$
Liquidités soumises à restrictions	232	-	-	-	-	232
Créances clients et autres actifs courants ²	201	-	-	-	-	201
Montants à recevoir de parties liées ²	63	-	-	-	-	63
Actifs liés à des instruments financiers ³	-	14	52	-	-	66
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	273	273
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	-	-	-	-	18 566	18 566
Actifs d'impôt différé	-	-	-	-	142	142
Autres actifs non courants	92	31	-	-	33	156
Total de l'actif	738 \$	45 \$	52 \$	- \$	19 014 \$	19 849 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs ²	- \$	- \$	- \$	253 \$	- \$	253 \$
Passifs liés à des instruments financiers ³	-	-	174	-	-	174
Montants à payer à des parties liées ²	-	-	-	79	-	79
Dette à long terme et facilités de crédit ^{2, 3}	-	-	-	7 678	-	7 678
Passifs d'impôt différé	-	-	-	-	2 637	2 637
Autres passifs non courants	-	-	-	147	-	147
Total du passif	- \$	- \$	174 \$	8 157 \$	2 637 \$	10 968 \$

¹⁾ Évalués à la juste valeur, les profits et les pertes étant comptabilisés dans le compte consolidé de résultat.

²⁾ Évalués à la juste valeur au départ, puis comptabilisés au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

³⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

AU 31 DÉCEMBRE 2013 (EN MILLIONS)	Trésorerie, prêts et créances	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Autres passifs financiers	Actifs non financiers et passifs non financiers	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	203 \$	- \$	- \$	- \$	203 \$
Liquidités soumises à restrictions	169	-	-	-	169
Créances clients et autres actifs courants ¹	204	-	-	-	204
Montants à recevoir de parties liées ^{1, 2}	48	-	-	-	48
Actifs liés à des instruments financiers ²	-	17	-	-	17
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	290	290
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	-	-	-	15 741	15 741
Actifs d'impôt différé	-	-	-	117	117
Autres actifs non courants	96	-	-	114	210
Total de l'actif	720 \$	17 \$	- \$	16 262 \$	16 999 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs ¹	- \$	- \$	229 \$	- \$	229 \$
Passifs liés à des instruments financiers ²	-	73	-	-	73
Montants à payer à des parties liées ¹	-	-	110	-	110
Dette à long terme et facilités de crédit ^{1, 2}	-	-	6 623	-	6 623
Passifs d'impôt différé	-	-	-	2 265	2 265
Autres passifs non courants	-	-	163	-	163
Total du passif	- \$	73 \$	7 125 \$	2 265 \$	9 463 \$

¹⁾ Évalués à la juste valeur au départ, puis comptabilisés au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

²⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

La juste valeur constitue le prix qui serait reçu à la vente d'un actif, ou payé au transfert d'un passif dans une transaction ordonnée entre les participants du marché, à la date d'évaluation.

Lorsque la juste valeur est établie à l'aide de modèles d'évaluation, il faut avoir recours à des hypothèses quant au montant et à l'échéancier des flux de trésorerie futurs estimatifs et aux taux d'actualisation. Pour déterminer ces hypothèses, la direction se base principalement sur des données de marché externes facilement observables, comme les courbes des taux d'intérêt, les taux de change et les prix, selon le cas. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt, qui font partie des accords de financement, est établie au moyen des flux de trésorerie actualisés selon les taux d'intérêt du marché et les écarts de taux applicables.

L'évaluation de la juste valeur d'un actif non financier représente la contrepartie qui serait reçue dans le cadre d'une transaction ordonnée entre les participants du marché, compte tenu d'une utilisation optimale de l'actif.

Les actifs et les passifs mesurés à la juste valeur sont classés dans l'un des trois niveaux de la hiérarchie décrite ci-dessous. Chaque niveau correspond à un degré de fiabilité des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs.

Niveau 1 – Données fondées sur les prix cotés non ajustés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques;

Niveau 2 – Données autres que les prix cotés du niveau 1, observables pour l'actif ou le passif de façon directe ou indirecte; et

Niveau 3 – Données liées à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données observables sur le marché.

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs de Brookfield Renewable évalués et présentés à la juste valeur et classés selon la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	2014	2013
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	150 \$	- \$	- \$	150 \$	203 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	313	-	-	313	244
Actifs liés à des instruments financiers ¹					
Contrats d'énergie dérivés	-	31	-	31	-
Swaps de taux d'intérêt	-	-	-	-	17
Swaps de change	-	35	-	35	-
Placements disponibles à la vente ²	31	-	-	31	-
Immobilisations corporelles	-	-	18 566	18 566	15 741
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ¹					
Contrats d'énergie dérivés	-	-	-	-	(3)
Swaps de taux d'intérêt	-	(170)	-	(170)	(70)
Swaps de change	-	(4)	-	(4)	-
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit	-	(8 434)	-	(8 434)	(7 128)
Total	494 \$	(8 542) \$	18 566 \$	10 518 \$	9 004 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

²⁾ Les placements disponibles à la vente représentent des placements dans des titres (se reporter à la note 12 intitulée « Autres actifs non courants »).

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Le tableau suivant présente le montant total des positions nettes en instruments financiers de Brookfield Renewable aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014		2013	
	Actif	Passif	(Actif) passif net	Passif net
Contrats d'énergie dérivés	31 \$	- \$	(31) \$	3 \$
Swaps de taux d'intérêt	-	170	170	53
Swaps de change	35	4	(31)	-
Total	66	174	108	56
Moins : tranche courante	48	99	51	62
Tranche non courante	18 \$	75 \$	57 \$	(6) \$

Le tableau suivant présente la variation du montant total de la position nette du passif au titre des instruments financiers de Brookfield Renewable aux 31 décembre et pour les exercices clos à ces dates :

(EN MILLIONS)	Notes	2014	2013	2012
Solde au début de l'exercice		56 \$	145 \$	114 \$
Augmentations (diminutions) de la position nette du passif au titre des instruments financiers :				
Perte latente (profit latent) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés	a)	3	(18)	(16)
(Profit latent) perte latente par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés	a)	(37)	7	4
(Profit latent) perte latente par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt	b)	-	(19)	12
Perte latente (profit latent) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt	b)	93	(65)	(4)
(Profit) latent par le biais du résultat net sur les swaps de change	c)	(13)	-	-
(Profit) latent par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change	c)	(65)	-	-
Acquisitions, règlements et autres		71	6	35
Solde à la fin de l'exercice		108 \$	56 \$	145 \$
Passifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	- \$	- \$	13 \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	-	-	67
Positions nettes		- \$	- \$	80 \$
Passifs dérivés désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	- \$	3 \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	170	68	65
Swaps de change	c)	4 \$	- \$	- \$
Positions nettes		174 \$	71 \$	65 \$
Actifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :				
Swaps de change	c)	(14) \$	- \$	- \$
Positions nettes		(14) \$	- \$	- \$
Actifs dérivés désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	(31) \$	- \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	-	(15)	-
Swaps de change	c)	(21)	-	-
Positions nettes		(52) \$	(15) \$	- \$
Total des positions nettes		108 \$	56 \$	145 \$

a) Contrats d'énergie dérivés

Brookfield Renewable a conclu des contrats d'énergie dérivés à long terme principalement afin de stabiliser le prix des achats de gaz ou d'éliminer le risque de prix à la vente d'une partie de la production d'électricité future. Certains contrats d'énergie sont comptabilisés dans les états financiers consolidés de Brookfield Renewable à un montant équivalant à leur juste valeur, laquelle est établie selon les prix du marché, ou, si aucun cours de marché n'est disponible, selon un modèle d'évaluation utilisant à la fois des éléments probants et des prévisions établis en interne et provenant de tierces parties.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, des profits de 4 millions \$ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global en résultat net (néant en 2013 et 2012).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2014, des profits latents de 18 millions \$ (perte de 3 millions \$ en 2013 et perte de 4 millions \$ en 2012) comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglés ou reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé dans le cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

b) Swaps de taux d'intérêt

Brookfield Renewable a conclu des swaps de taux d'intérêt principalement en vue de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable ou de bloquer des taux d'intérêt sur le refinancement futur de la dette. Tous les swaps de taux d'intérêt sont comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés.

Au 31 décembre 2014, des contrats d'une valeur notionnelle totale de 2 119 millions \$ étaient en cours (1 600 millions \$ en 2013), y compris des valeurs notionnelles de 9 millions \$ (10 millions \$ en 2013) liées à des conventions non officiellement désignées comme instruments de couverture. Les taux fixes résultant de ces contrats varient de 0,38 % à 5,54 % (de 0,38 % à 5,30 % en 2013).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, des pertes de 4 millions \$ liées aux couvertures de flux de trésorerie ont été réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net (pertes de 1 million \$ en 2013 et de 16 millions \$ en 2012).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2014, des pertes latentes de 95 millions \$ (perte de 59 millions \$ en 2013 et perte de 109 millions \$ en 2012) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de taux d'intérêt devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé dans le cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

c) Swaps de change

Brookfield Renewable a conclu des swaps de change visant à réduire au minimum son exposition aux fluctuations de change qui ont une incidence sur ses placements dans des établissements étrangers et à fixer le taux de change sur certaines transactions prévues libellées en monnaies étrangères.

Au 31 décembre 2014, des contrats d'une valeur notionnelle totale de 656 millions \$ étaient en cours (néant en 2013), y compris des valeurs notionnelles de 254 millions \$ (néant en 2013) liées à des conventions non officiellement désignées comme instruments de couverture.

Selon les prix du marché au 31 décembre 2014, des profits latents de 26 millions \$ (néant en 2013 et 2012) comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de change

devraient être réglés ou reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé dans le cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

9. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées de Brookfield Renewable sont comptabilisées à la valeur d'échange. Elles sont principalement effectuées avec Brookfield Asset Management et ses filiales. Brookfield Renewable et Brookfield avaient conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

Principales conventions

Conventions de société en commandite

Les conventions de société en commandite modifiées et refondues de Brookfield Renewable et de BRELP décrivent toutes deux les principales modalités des sociétés en commandite, y compris les clauses sur la gestion, les protections des commanditaires, les apports en capital, les distributions et la répartition du résultat. Le commandité de BRELP a le droit de recevoir des distributions incitatives de BRELP attribuables à sa participation de commandité dans BRELP. Les distributions incitatives seront calculées par tranches en fonction du montant par lequel les distributions trimestrielles faites sur les parts de société en commandite de BRELP dépassent les niveaux cibles tels qu'ils ont été établis dans la convention de société en commandite modifiée et reformulée.

Convention cadre de services

Brookfield Renewable a conclu une convention avec Brookfield Asset Management en vertu de laquelle Brookfield Asset Management a accepté d'assurer la surveillance générale de l'entreprise et d'offrir les services de hauts dirigeants à Brookfield Renewable moyennant des honoraires de gestion. Ceux-ci sont versés tous les trimestres et comprennent une composante trimestrielle fixe de 5 millions \$ et une composante variable calculée en pourcentage de l'augmentation de la valeur de la capitalisation totale de Brookfield Renewable par rapport à une valeur de référence initiale (sous réserve d'une indexation annuelle en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1^{er} janvier 2013). Au 31 décembre 2014, la valeur de la capitalisation totale s'est établie à 11 milliards \$, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards \$ et compte tenu du montant annuel de 20 millions \$ (ajusté pour tenir compte de l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 51 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 (41 millions \$ en 2013 et 36 millions \$ en 2012).

Convention de vote de BRELP

En 2011, nous avons conclu une convention de vote avec Brookfield, aux termes de laquelle Brookfield Renewable, par l'intermédiaire de BRPL, détient un certain nombre de droits de vote, notamment le droit de donner des directives contraignantes à l'égard de l'ensemble des votes pouvant être exercés dans le cadre de l'élection des administrateurs du commandité de BRELP.

Conventions relatives aux produits

Modifications apportées aux contrats

En 2011, des modifications ont été apportées à deux conventions d'achat d'électricité à long terme associées aux actifs de production détenus par Fiducie Mississagi Power (« FMP ») et Great Lakes Power Limited (« GLPL ») en Ontario.

Selon la convention d'achat d'électricité modifiée intervenue avec GLPL, Brookfield doit maintenir à 82 \$ CA par MWh le prix que GLPL reçoit pour l'énergie produite par certaines installations au Canada,

sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à 40 % de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'exercice précédent. L'échéance initiale de la convention de GLPL est fixée à 2029, et la convention est automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans avec certaines clauses de résiliation. Si le contrat n'est pas résilié avant 2029, le prix en vertu de cette convention sera ramené au prix initial de 68 \$ CA par MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à 40 % de l'IPC de chaque exercice.

Selon la convention d'achat d'énergie modifiée de FMP, Brookfield doit acheter l'énergie produite au prix de 103 \$ CA par MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à 20 % de l'IPC de l'exercice précédent. La convention de FMP se termine le 1^{er} décembre 2029, et FMP s'est vu accorder l'option unilatérale de résilier la convention, moyennant un avis écrit de 120 jours, à certains moments entre 2017 et 2024.

Convention relative aux produits tirés de l'électricité

En 2011, une convention relative aux produits tirés de l'électricité a été conclue entre Brookfield et Brookfield Power U.S. Holdings America Co. (« BPUSHA ») qui possède indirectement presque toutes les installations aux États-Unis de Brookfield Renewable. Brookfield maintiendra à 75 \$ par MWh le prix que BPUSHA reçoit pour l'énergie produite par certaines installations aux États-Unis. Le 1^{er} janvier de chaque année, le prix est accru d'un montant équivalant à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année civile précédente, jusqu'à concurrence d'une hausse de 3 % dans une seule et même année civile. Cette convention aura une durée initiale de 20 ans et sera automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans avec certaines clauses de résiliation.

Autres conventions relatives aux produits

En vertu d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achète toute l'énergie produite par plusieurs centrales dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America (« GLHA ») au prix de 37 \$ par MWh. Les tarifs d'électricité sont soumis à un ajustement annuel égal à 20 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'exercice précédent.

Aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achète toute l'énergie produite par Énergie La Lièvre au Québec au prix de 68 \$ CA par MWh. Les tarifs d'énergie sont soumis à un ajustement annuel correspondant au moindre des deux montants suivants : soit 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'exercice précédent, ou 3 %.

Aux termes d'une convention de garantie, Brookfield achètera toute l'énergie produite par les deux installations d'Hydro Pontiac Inc. au prix de 68 \$ CA par MWh. Ce tarif est soumis depuis 2010 à un ajustement annuel égal à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'exercice précédent. Cette convention de garantie devrait entrer en vigueur en 2019 pour une des installations et en 2020 pour l'autre, soit à l'expiration de leurs conventions d'achat d'électricité actuelles. L'échéance initiale de la convention est fixée à 2029 et la convention est automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans sous réserve de certaines clauses de résiliation.

Aux termes d'une convention relative au nivellement de la production éolienne d'une durée de dix ans qui arrivera à échéance en 2019, Brookfield permet d'atténuer toute variation éolienne éventuelle par rapport à la production annuelle prévue de 506 GWh des actifs du parc éolien Prince, en Ontario. Toute production excédentaire par rapport à la production prévue donne lieu à un paiement de Brookfield Renewable à Brookfield, tandis qu'une insuffisance donnerait lieu à un paiement de Brookfield à Brookfield Renewable.

Conventions de services d'électricité

Conventions d'agence d'électricité

Certaines filiales de Brookfield Renewable ont conclu des conventions d'agence d'électricité, nommant Brookfield en tant que mandataire exclusif du propriétaire à l'égard des ventes d'électricité, y compris de la prestation de services de transport et d'autres services supplémentaires. De plus, Brookfield se chargera de l'ordonnancement et de la répartition, et verra au transport de l'électricité produite et de l'électricité fournie à des tiers conformément aux pratiques prudentes de l'industrie. En vertu de chaque convention, Brookfield aura droit au remboursement de tous les frais tiers engagés et, dans certains cas, recevra une rémunération supplémentaire en échange de la prestation de ses services de vente d'électricité et d'autres services.

Convention de commercialisation de l'énergie

Brookfield a accepté de fournir des services de commercialisation d'énergie aux entreprises nord-américaines de Brookfield Renewable. En vertu de cette convention, Brookfield Renewable paie des frais de commercialisation de l'énergie de 18 millions \$ par année (sous réserve d'une augmentation en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1^{er} janvier 2013). Se reporter à la note 21, « Coûts d'exploitation directs ».

Conventions de vote

Brookfield Renewable a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Brookfield, à titre de membre directeur des entités liées au Brookfield Americas Infrastructure Fund (les « entités liées à BAIF ») dans lesquelles Brookfield Renewable détient des participations dans certaines activités de production d'électricité aux États-Unis et au Brésil avec des investisseurs institutionnels, a convenu d'attribuer à Brookfield Renewable leurs droits de vote à l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BAIF. Les participations de Brookfield Renewable dans les entités liées à BAIF aux États-Unis et au Brésil sont de respectivement 22 % et 25 %.

Brookfield Renewable a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II ») dans lesquelles Brookfield Renewable détient des participations dans certaines activités de production d'électricité aux États-Unis et en Europe avec des investisseurs institutionnels, ont convenu de conférer à Brookfield Renewable le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF II. Les participations de Brookfield Renewable dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Produits			
Conventions d'achat et conventions relatives aux produits	433 \$	456 \$	376 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	6	6	2
	439 \$	462 \$	378 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(9) \$	(36) \$	(40) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(21)	(20)	(18)
Services d'assurance	(29)	(26)	(18)
	(59) \$	(82) \$	(76) \$
Coûts de service de gestion	(51) \$	(41) \$	(36) \$

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les bilans consolidés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	2014	2013
Actifs courants			
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	54 \$	36 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	9	12
		63 \$	48 \$
Passifs courants			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	56 \$	48 \$
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	21	62
Montant à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	2	-
		79 \$	110 \$

Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield ne portent pas intérêt, ne sont pas garantis et sont payables à vue.

Passifs courants

Les montants à payer à Brookfield ne sont pas garantis, sont payables à vue et se rapportent à des transactions récurrentes.

En raison du changement de la date de versement des distributions trimestrielles à partir du premier trimestre de 2014, les distributions à verser au 31 décembre 2014 correspondent à celles déclarées pour une période de un mois au quatrième trimestre de 2014. Les distributions à verser au 31 décembre 2013 correspondaient aux distributions déclarées au quatrième trimestre de 2013.

10. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Le tableau suivant présente les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable aux 31 décembre :

	Établissement principal	Participation	Valeur comptable	
(EN MILLIONS)		(%)	2014	2013
Bear Swamp Power Co. L.L.C.	États-Unis	50	177 \$	138 \$
Galera Centrais Eletricas S.A.	Brésil	50	38	58
Pingston Power Inc.	Canada	50	56	51
Brookfield Americas Infrastructure Fund Investees	États-Unis		-	40
Brookfield Infrastructure Fund II Investees	États-Unis			
	Europe	14-50	2	3
			273 \$	290 \$

Le tableau suivant présente les variations des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Solde au début de l'exercice	290 \$	344 \$	405 \$
Acquisitions (se reporter à la note 4)			
Acquisition par étapes de parcs éoliens en Californie	-	-	(63)
Acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique en Californie	(39)	-	-
Acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique au Canada	-	(19)	-
Réévaluation comptabilisée par le biais des autres éléments du résultat global	56	(15)	16
Quote-part des autres éléments du résultat global	1	1	-
Quote-part du résultat net	3	9	(5)
Dividendes déclarés	(27)	(18)	(12)
Perte de change	(11)	(12)	(5)
Divers	-	-	8
Solde à la fin de l'exercice	273 \$	290 \$	344 \$

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Aux 31 décembre :		
Actifs courants	42 \$	54 \$
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	708	726
Autres actifs	74	93
Passifs courants	27	27
Dette à long terme	184	202
Autres passifs	70	64

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	109 \$	110 \$	106 \$
Résultat net	6	19	(12)
Quote-part du résultat net			
Résultats en trésorerie	26	21	13
Résultats sans effet de trésorerie	(23)	(12)	(18)

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, À LA JUSTE VALEUR

Le tableau suivant présente le rapprochement des immobilisations corporelles, à la juste valeur :

(EN MILLIONS)	Hydro- électricité ¹	Énergie éolienne	Immobi- lisations en cours	Co- génération	Total
Au 31 décembre 2011	12 079 \$	1 450 \$	386 \$	87 \$	14 002 \$
Ajouts	2	-	315	-	317
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	618	581	175	-	1 374
Crédits d'impôt à l'investissement	(13)	(196)	-	-	(209)
Transferts et divers	107	429	(558)	4	(18)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur	637	62	82	(13)	768
Écarts de conversion	(70)	40	(8)	2	(36)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur	(20)	(4)	-	11	(13)
Amortissements	(349)	(113)	-	(21)	(483)
Au 31 décembre 2012	12 991 \$	2 249 \$	392 \$	70 \$	15 702 \$
Ajouts	18	-	225	-	243
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	927	430	30	-	1 387
Crédits d'impôt à l'investissement	(24)	-	-	-	(24)
Transferts et divers	183	(4)	(205)	-	(26)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur	(215)	8	24	(19)	(202)
Écarts de conversion	(672)	(90)	(25)	(2)	(789)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur	(21)	(3)	-	9	(15)
Amortissements	(381)	(142)	-	(12)	(535)
Au 31 décembre 2013	12 806 \$	2 448 \$	441 \$	46 \$	15 741 \$
Ajouts	7	34	173	-	214
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	1 325	1 057	34	-	2 416
Transferts et divers	377	31	(423)	-	(15)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur	1 587	57	-	-	1 644
Écarts de conversion	(671)	(222)	(15)	(2)	(910)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur	22	1	-	1	24
Amortissements	(384)	(160)	-	(4)	(548)
Au 31 décembre 2014	15 069 \$	3 246 \$	210 \$	41 \$	18 566 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations incorporelles, dont la valeur n'est pas significative.

La juste valeur des immobilisations corporelles de Brookfield Renewable est calculée comme il est décrit à la note 2 f) intitulée « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » et à la note 2 n) intitulée « Estimations critiques ». Il faut faire preuve de jugement pour établir les estimations et hypothèses appropriées pour évaluer les immobilisations corporelles de Brookfield Renewable. Se reporter à la note 2 o) iii) intitulée « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ». Brookfield Renewable a classé ses immobilisations corporelles dans le niveau 3 selon la hiérarchie des justes valeurs.

Les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux et les dates de sortie utilisés dans l'application de la méthode d'évaluation sont présentés dans le tableau ci-après :

	États-Unis		Canada		Brésil	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation						
Visés par contrat	5,2 %	5,8 %	4,8 %	5,1 %	8,4 %	9,1 %
Non visés par contrat	7,1 %	7,6 %	6,7 %	6,9 %	9,7 %	10,4 %
Taux de capitalisation final ¹	7,1 %	7,1 %	6,5 %	6,4 %	s. o.	s. o. %
Date de sortie	2034	2033	2034	2033	2029	2029

¹⁾ Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada.

Le tableau ci-après résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations incorporelles.

(EN MILLIARDS)	2014	2013
Augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation	(1,3) \$	(1,1) \$
Diminution de 50 points de base des taux d'actualisation	1,5	1,3
Augmentation de 50 points de base du taux de capitalisation final ¹	(0,3)	(0,3)
Diminution de 50 points de base du taux de capitalisation final ¹	0,4	0,3

¹⁾ Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada.

Les valeurs finales sont incluses dans l'évaluation des actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée de vie de l'actif de concession, compte non tenu de la valeur du renouvellement potentiel. La durée résiduelle moyenne pondérée au 31 décembre 2014 était de 15 ans (16 ans en 2013). Par conséquent, aucune valeur finale n'est attribuée aux actifs hydroélectriques au Brésil.

Le tableau ci-dessous résume le pourcentage du total de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité :

	États-Unis	Canada	Brésil
1 an à 10 ans	55 %	88 %	48 %
11 ans à 20 ans	43 %	66 %	38 %

Le tableau suivant résume les prix de l'électricité provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme qui sont directement liées à des actifs de production d'énergie connexes :

Par MWh ¹	États-Unis	Canada	Brésil
1 an à 10 ans	90 \$	91 \$ CA	247 R\$
11 ans à 20 ans	103 \$	96 \$ CA	361 R\$

¹⁾ Tient compte de prix symboliques fondés sur la production moyenne pondérée.

Le tableau suivant résume les estimations des prix futurs de l'électricité :

Par MWh ¹	États-Unis	Canada	Brésil
1 an à 10 ans	74 \$	105 \$ CA	261 R\$
11 ans à 20 ans	120 \$	134 \$ CA	382 R\$

¹⁾ Tient compte de prix symboliques fondés sur la production moyenne pondérée.

Une variation de 5 % des estimations des prix futurs de l'électricité ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 500 millions \$.

La vision à long terme de Brookfield Renewable est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2020. Une variation de un an ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 225 millions \$.

Si les immobilisations corporelles réévaluées de Brookfield Renewable avaient été évaluées selon le coût historique, la valeur comptable, déduction faite de l'amortissement cumulé, se serait établie comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Hydroélectricité	6 435 \$	5 305 \$
Énergie éolienne	2 729	1 935
Divers ¹	267	386
	9 431 \$	7 626 \$

¹⁾ La catégorie « Divers » comprend les unités de production alimentées au gaz et les immobilisations en cours.

12. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les composantes des autres actifs non courants de Brookfield Renewable se présentent comme suit aux 31 décembre :

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
(EN MILLIONS)		2014		2013
Droits d'usage de l'eau	- \$	- \$	- \$	74 \$
Liquidités soumises à restrictions	81	-	81	75
Placements disponibles à la vente	31	-	31	-
Coûts de financement non amortis	37	(28)	9	11
Divers	39	(4)	35	50
	188 \$	(32) \$	156 \$	210 \$

Brookfield Renewable est tenue de verser au gouvernement fédéral du Brésil des paiements relatifs à l'utilisation d'actifs publics (« droits d'usage de l'eau ») sur la durée des concessions liées à certaines de ses installations au Brésil. Les paiements relatifs aux droits d'usage de l'eau sont ajustés en fonction de l'indice des prix du marché courants au Brésil. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, l'accord de concession lié à une installation a pris fin. Par conséquent, au 31 décembre 2014, un actif de néant (74 millions \$ en 2013) avait été porté aux autres actifs non courants, et les passifs correspondants de 13 millions \$ liés à une autre des installations avaient été comptabilisés dans les autres passifs non courants (note 16) (89 millions \$ en 2013).

Au 31 décembre 2014, des liquidités soumises à restrictions de 81 millions \$ (75 millions \$ en 2013) étaient détenues pour acquitter des paiements de location et des accords de crédit.

13. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres crédetes de Brookfield Renewable aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Autres crédetes liés aux activités d'exploitation	131 \$	101 \$
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	44	49
Dettes fournisseurs	29	31
Distribution à payer aux porteurs de parts de société en commandite et dividendes sur actions privilégiées ¹	19	40
Divers	30	8
	253 \$	229 \$

¹⁾ Ne comprennent que les montants à payer aux porteurs de parts de société en commandite externes. Les montants à payer à Brookfield sont compris dans les montants à payer à des parties liées. Se reporter à la note 9, « Transactions entre parties liées ».

14. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014			2013		
	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)		Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	
Emprunts de la société						
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	3,8	172 \$	5,3	4,8	188 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	21,9	129	5,8	22,9	141
Série 6 (300 \$ CA)	6,1	1,9	258	6,1	2,9	282
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	5,8	388	5,1	6,8	424
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	7,1	344	4,8	8,1	377
	5,3	6,7	1 291 \$	5,3	7,7	1 412 \$
Emprunts des filiales						
États-Unis	5,3	8,3	3 468 \$	6,0	9,7	2 826 \$
Canada	5,7	13,8	1 798	5,8	15,2	1 877
Brésil	7,3	10,4	189	7,4	11,1	238
Europe	3,5	12,5	594	-	-	-
	5,3	10,4	6 049 \$	6,0	11,8	4 941 \$
Facilités de crédit	1,4	4,5	401 \$	1,4	3,8	311 \$
Total de la dette			7 741 \$			6 664 \$
Ajouter : primes non amorties ¹			8			11
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(71)			(52)
Déduire : tranche courante			(256)			(517)
			7 422 \$			6 106 \$

¹⁾ Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis dans la charge d'intérêts sur la durée des emprunts.

Les échéances futures des obligations liées à la dette de Brookfield Renewable, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
Emprunts de la société ¹	- \$	258 \$	- \$	172 \$	- \$	861 \$	1 291 \$
Emprunts des filiales ¹							
États-Unis	147	347	784	777	67	1 346	3 468
Canada	53	135	49	54	52	1 455	1 798
Brésil	23	22	21	20	19	84	189
Europe	33	36	40	41	44	400	594
	256	798	894	1 064	182	4 146	7 340
Facilités de crédit	-	-	-	-	401	-	401
	256 \$	798 \$	894 \$	1 064 \$	583 \$	4 146 \$	7 741 \$

¹⁾ Les emprunts des filiales et les emprunts de la société comprennent des primes non amorties et des coûts de financement reportés de respectivement 8 millions \$ et 71 millions \$.

Les échéances futures des emprunts des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
États-Unis	- \$	- \$	125 \$	- \$	- \$	- \$	125 \$
Canada	30	-	-	-	-	-	30
	30 \$	- \$	125 \$	- \$	- \$	- \$	155 \$

Les coûts de financement non amortis de chacune des obligations liées à la dette étaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Emprunts de la société			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	6 \$	8 \$	6 \$
Autres coûts de financement	-	-	3
Amortissement des coûts de financement	(1)	(2)	(1)
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	5 \$	6 \$	8 \$
Emprunts des filiales			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	46 \$	46 \$	49 \$
Autres coûts de financement	39	17	15
Amortissement des coûts de financement	(13)	(17)	(18)
Divers	(6)	-	-
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	66 \$	46 \$	46 \$
Total	71 \$	52 \$	54 \$

La dette à long terme et les facilités de crédit sont comptabilisées au coût amorti.

Le tableau suivant présente de l'information sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur de la dette à long terme et des facilités de crédit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014		2013	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur	Valeur comptable ¹	Juste valeur
Emprunts de la société	1 286 \$	1 428 \$	1 406 \$	1 535 \$
Emprunts des filiales				
États-Unis	3 435 \$	3 769 \$	2 804 \$	2 988 \$
Canada	1 784	2 013	1 864	2 056
Brésil	189	189	238	238
Europe	583	634	-	-
	5 991	6 605	4 906	5 282
Facilités de crédit	401	401	311	311
	7 678 \$	8 434 \$	6 623 \$	7 128 \$

¹⁾ Déduction faite des coûts de financement non amortis et de la prime non amortie.

Emprunts de la société

Les emprunts de la société sont des obligations contractées par une filiale de financement de Brookfield Renewable, Brookfield Renewable Energy Partners ULC (« BREP Finance ») (se reporter à la note 23, « Filiales faisant appel public à l'épargne »). BREP Finance peut rembourser de temps à autre une partie ou la totalité des emprunts, conformément aux modalités de l'acte de fiducie. Le solde est exigible à l'échéance et les intérêts sur les emprunts de la société sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par BREP Finance sont garantis sans condition par Brookfield Renewable, BRELP et certaines autres filiales.

Emprunts des filiales

Les emprunts des filiales sont généralement des emprunts sans recours, à long terme, et grevant des actifs précis, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts des filiales aux États-Unis, au Canada et en Europe consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable. Brookfield Renewable a recours à des swaps de taux d'intérêt pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts des filiales au Brésil sont généralement à taux variables du Taxa de Juros de Longo Prazo, au taux d'intérêt à long terme de la Banque Nationale de développement économique du Brésil, ou au taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, Brookfield Renewable a conclu les financements suivants :

En janvier 2014, le prêt-relais de 279 millions \$ associé au portefeuille hydroélectrique en exploitation de 360 MW situé en Nouvelle-Angleterre a été refinancé jusqu'en juillet 2017 au TIOL majoré de 2,25 %.

En février 2014, dans le cadre de l'acquisition de Maine Hydro, nous avons réalisé un financement de 140 millions \$ par voie d'émission d'obligations à un taux d'intérêt de 5,5 % échéant en 2024.

En mars 2014, Brookfield Renewable a refinancé la dette associée à un portefeuille hydroélectrique de 349 MW en Ontario par l'émission d'obligations de premier rang de 90 millions \$ CA et d'obligations de rang inférieur de 60 millions \$ CA, respectivement à des taux d'intérêt de respectivement 3,8 % et 5,0 %, échéant en juin 2023.

En juin 2014, Brookfield Renewable a refinancé une facilité d'emprunt de 125 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique de 167 MW en Nouvelle-Angleterre au moyen de l'émission de billets à huit ans échéant en janvier 2022 à un taux d'intérêt fixe de 4,59 %.

En juin 2014, dans le cadre de l'acquisition du portefeuille éolien de 326 MW en Irlande, Brookfield Renewable a contracté un emprunt de 169 millions € (232 millions \$) à un taux d'intérêt fixe de 4,6 %, y compris les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en décembre 2026.

En août 2014, Brookfield Renewable a contracté un emprunt à terme de 160 millions € (210 millions \$) lié à des installations éoliennes en Irlande de 153 MW, à un taux d'intérêt fixe initial de 2,9 %, y compris les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en décembre 2026.

En octobre 2014, Brookfield Renewable a contracté un emprunt à terme de 560 millions \$ associé à Pennsylvania Hydro. Une tranche du produit a été utilisée principalement pour rembourser par anticipation l'obligation de 65 millions \$ à rendement élevé initialement prise en charge à l'acquisition par étapes de Pennsylvania Hydro. Cet emprunt porte intérêt au TIOL majoré de 1,75 %, dont la marge croît de 25 points de base annuellement, et vient à échéance en juin 2018.

En novembre 2014, Brookfield Renewable a reporté de 18 mois un emprunt à terme de 250 millions \$ associé au portefeuille hydroélectrique au Tennessee et en Caroline du Nord, à un taux d'intérêt fixe de 3,20 %, y compris les swaps de taux d'intérêt s'y rapportant, et échéant en mai 2016.

En décembre 2014, Brookfield Renewable a contracté un emprunt à terme et à la construction de 188 millions € (227 millions \$) lié à ses projets de développement en Irlande d'une capacité de 137 MW. Un montant de 168 millions € (203 millions \$) a été initialement prélevé sur l'emprunt à un taux de 2,82 %. L'emprunt vient à échéance en décembre 2027.

Facilités de crédit

En août 2014, Brookfield Renewable a reporté l'échéance d'une tranche de 1 280 millions \$ des facilités de crédit de la société à juin 2019 et a réduit la marge applicable de cinq points de base, passant de 1,25 % à 1,20 %. La facilité de crédit est destinée aux fins générales du fonds de roulement. Aux termes de cette facilité de crédit, les avances en dollars canadiens, en dollars américains, en Euros (€) ou en livres sterling (£) peuvent prendre la forme i) d'emprunts au taux préférentiel du Canada, ii) d'emprunts au taux de base américain, iii) d'emprunts au taux des acceptations bancaires, iv) d'emprunts au TIOL, v) d'emprunts au taux EURIBOR, et vi) de lettres de crédit. Se reporter à la note 25, « Engagements, éventualités et garanties », pour plus de détails. La facilité de crédit porte intérêt au taux des acceptations bancaires applicable, au TIOL ou au taux EURIBOR, majoré de la marge applicable. La marge applicable est établie selon la note attribuée aux titres d'emprunt à long terme non garantis de Brookfield Renewable. Des commissions d'attente sont exigibles sur le solde non utilisé.

En outre, Brookfield Asset Management a fourni une facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée de 200 millions \$ qui vient à échéance en décembre 2015, au TIOL, majoré de 2 %.

Pour répondre aux besoins généraux de la société en commandite, Brookfield Renewable et ses filiales émettent des lettres de crédit aux termes de certaines de leurs facilités de crédit, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve du service de la dette.

Le tableau qui suit résume la portion non utilisée des facilités de crédit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Facilités de crédit autorisées	1 480 \$	1 480 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ¹	(401)	(311)
Lettres de crédit émises	(227)	(212)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	852 \$	957 \$

¹⁾ Les montants ne sont pas garantis et sont renouvelables. Le taux d'intérêt correspond au TIOL, majoré de 1,20 % (majoré de 1,25 % au 31 décembre 2013).

15. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Recouvrement (charge) d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée	(18) \$	(19) \$	(14) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise de différences temporaires	30 \$	24 \$	82 \$
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	15	14	(5)
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales	(16)	(20)	(23)
	29 \$	18 \$	54 \$
Total du recouvrement (de la charge) d'impôt	11 \$	(1) \$	40 \$

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt différé pour les exercices clos les 31 décembre comptabilisées directement dans les autres éléments du résultat global s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	12 \$	(11) \$	(1) \$
Divers	(8)	-	- \$
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires	(408)	98	(218)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	38	6	(6)
	(366) \$	93 \$	(225) \$

(La charge) le recouvrement d'impôt au taux effectif de Brookfield Renewable pour les exercices clos les 31 décembre est différent(e) du recouvrement au taux prévu par la loi en raison des différences suivantes :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
(Charge) recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi ¹	(66) \$	(76) \$	47 \$
(Diminution) augmentation découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés	(16)	(20)	(23)
Écarts liés à la méthode du profit présumé au Brésil	8	12	7
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur	65	69	25
Pertes (profits) comptabilisé(e)s comme non imposables pour Brookfield Renewable	11	13	(24)
Divers	9	1	8
Recouvrement (charge) d'impôt au taux effectif	11 \$	(1) \$	40 \$

¹⁾ La (charge) le recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi est calculé(e) au taux d'imposition applicable au résultat dans les pays concernés.

Le rapprochement susmentionné s'est fait en regroupant les données de toutes les filiales de Brookfield Renewable en appliquant le taux d'imposition de chaque administration fiscale.

Les différences temporaires imposables attribuables à la participation de Brookfield Renewable dans ses filiales, entreprises associées et coentreprises s'élèvent à 376 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, le taux d'imposition effectif de Brookfield Renewable a été de 5,76 % (0,46 % en 2013). Le taux d'imposition effectif est inférieur au taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

Le tableau suivant présente la date d'expiration, s'il y a lieu, des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
De 2015 à 2019	1 \$	1 \$
2020 et par la suite	77	62
	78 \$	63 \$

Les actifs et passifs d'impôt différé des différences temporaires suivantes ont été comptabilisés dans les états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	1 ^{er} janvier 2014	Comptabilisés en résultat net	Comptabilisés dans les capitaux propres	Regroupements d'entreprises	Écarts de conversion	31 déc. 2014
Pertes autres qu'en capital	341 \$	46 \$	15 \$	10 \$	(9) \$	403 \$
Montants disponibles aux fins de déductions futures	110	(12)	-	-	(10)	88
Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(2 599)	(5)	(366)	(130)	114	(2 986)
(Passifs) actifs nets d'impôt différé	(2 148) \$	29 \$	(351) \$	(120) \$	95 \$	(2 495) \$

(EN MILLIONS)	1 ^{er} janvier 2013	Comptabilisés en résultat net	Comptabilisés dans les capitaux propres	Regroupements d'entreprises	Écarts de conversion	31 déc. 2013
Pertes autres qu'en capital	270 \$	32 \$	7 \$	41 \$	(9) \$	341 \$
Montants disponibles aux fins de déductions futures	131	(13)	-	-	(8)	110
Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(2 669)	(1)	97	(123)	97	(2 599)
(Passifs) actifs nets d'impôt différé	(2 268) \$	18 \$	104 \$	(82) \$	80 \$	(2 148) \$

(EN MILLIONS)	1 ^{er} janvier 2012	Comptabilisés en résultat net	Comptabilisés dans les capitaux propres	Regroupements d'entreprises	Écarts de conversion	31 déc. 2012
Pertes autres qu'en capital	168 \$	97 \$	- \$	- \$	5 \$	270 \$
Montants disponibles aux fins de déductions futures	138	(14)	-	-	7	131
Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(2 367)	(29)	(225)	(2)	(46)	(2 669)
(Passifs) actifs nets d'impôt différé	(2 061) \$	54 \$	(225) \$	(2) \$	(34) \$	(2 268) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 2 650 millions \$ (2 283 millions \$ en 2013) découlant de réévaluations d'immobilisations corporelles comptabilisées dans les capitaux propres.

16. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants de Brookfield Renewable se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions	13 \$	89 \$
Obligations de démantèlement	48	28
Obligations au titre des prestations de retraite (note 20)	63	33
Divers	23	13
	147 \$	163 \$

Au 31 décembre 2014, Brookfield Renewable avait comptabilisé un passif de 13 millions \$ au titre d'une obligation future liée aux paiements relatifs aux concessions (89 millions \$ en 2013). Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, l'accord de concession lié à une des installations au Brésil a pris fin. L'obligation future est réglée au moyen de paiements mensuels effectués sur la durée de la concession.

Brookfield Renewable a comptabilisé des obligations de démantèlement relativement à certains actifs de production d'électricité. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers. L'obligation de démantèlement, qui était de 48 millions \$ au 31 décembre 2014 (28 millions \$ en 2013), a été établie pour des installations hydroélectriques et éoliennes au Canada et aux États-Unis, dont la remise en état devrait se faire entre 2031 et 2138.

17. GESTION DU CAPITAL

Les principaux objectifs de Brookfield Renewable par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital de Brookfield Renewable est surveillé au moyen du ratio d'endettement, qui est défini comme le quotient obtenu en divisant le total de la dette à long terme et des facilités de crédit par le total de la dette à long terme, des facilités de crédit et des capitaux propres.

Brookfield Renewable a consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de ses prêteurs en ce qui a trait aux emprunts de la société en commandite et à ses facilités de crédit. Aux termes des clauses restrictives, Brookfield Renewable doit respecter des ratios d'endettement minimaux. Les filiales de Brookfield Renewable ont consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de leurs prêteurs en ce qui a trait à leurs emprunts grevant des immobilisations corporelles précises. Ces clauses restrictives varient d'une convention de crédit à l'autre et comprennent des ratios de couverture du service de la dette. Certains prêteurs ont également imposé des exigences qui obligent Brookfield Renewable et ses filiales à maintenir des comptes de réserve relativement à la dette et aux dépenses d'investissement. Dans l'éventualité où les filiales ne respecteraient pas les clauses restrictives, les conséquences pourraient notamment se traduire par une limitation des distributions versées par les filiales à Brookfield Renewable ainsi que le remboursement de l'encours de la dette. Brookfield Renewable est tributaire des distributions versées par ses filiales pour assurer le service de sa dette.

Les clauses restrictives financières rattachées aux diverses ententes bancaires et accords de crédit de Brookfield Renewable sont passées en revue régulièrement, et des contrôles sont en vigueur pour en assurer le respect. Pour les exercices clos les 31 décembre 2014, 2013 et 2012, Brookfield Renewable a respecté toutes les clauses restrictives financières importantes.

La stratégie de Brookfield Renewable au cours de l'exercice 2014, qui était la même qu'au cours de l'exercice 2013, a consisté à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Total de la dette		
Tranche courante de la dette à long terme	256 \$	517 \$
Dette à long terme et facilités de crédit	7 422	6 106
	7 678	6 623
Passifs d'impôt différé, montant net ¹	2 495	2 148
Actions privilégiées	728	796
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	2 062	1 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	59	54
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 865	2 657
Capitaux propres des commanditaires	3 167	2 726
Total de la structure du capital	19 054 \$	16 307 \$
Ratio d'endettement	40 %	41 %

¹⁾ Passifs d'impôt différé moins l'actif d'impôt différé.

18. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle de Brookfield Renewable se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Actions privilégiées	728 \$	796 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	2 062	1 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	59	54
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 865	2 657
Total	5 714 \$	4 810 \$

Actions privilégiées

Aux 31 décembre, les actions privilégiées de Brookfield Renewable comprenaient les actions privilégiées de catégorie A suivantes :

(EN MILLIONS)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos			
				2014	2013	2014	2013
Série 1 (250 \$ CA)	10	5,25 %	30 avril 2015	12 \$	13 \$	214 \$	234 \$
Série 3 (250 \$ CA)	10	4,40 %	31 juillet 2019	10	11	214	234
Série 5 (175 \$ CA)	7	5,00 %	30 avril 2018	8	8	150	164
Série 6 (175 \$ CA)	7	5,00 %	31 juillet 2018	8	5	150	164
	34			38 \$	37 \$	728 \$	796 \$

Les porteurs des actions privilégiées de série 1 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes. Le taux de rendement sera fixé de nouveau le 30 avril 2015 et tous les cinq ans par la suite, à un taux équivalant au rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 2,62 %.

Les porteurs des actions privilégiées de série 3 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes. Le taux de rendement sera fixé de nouveau le 31 juillet 2019 et tous les cinq ans par la suite, à un taux équivalant au rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 2,94 %.

Les porteurs des activités privilégiées de série 1 et de série 3 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions en activités privilégiées respectivement de catégorie A, de série 2 et de série 4, à raison de une pour une à la date de rachat la plus rapprochée et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des activités privilégiées de série 2 et de série 4 auront le droit de recevoir des dividendes en espèces cumulatifs à taux variable sur ces actions, dont le taux correspond respectivement au rendement des bons du Trésor, majoré de 2,62 %, et au rendement des bons du Trésor, majoré de 2,94 %.

Les porteurs des actions privilégiées de série 5 et de série 6 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes.

Brookfield Renewable, BRELP et certaines filiales principales de la société de portefeuille garantissent intégralement et sans condition le paiement des dividendes sur toutes les actions privilégiées de catégorie A, le montant à payer au rachat et les montants à payer en cas de liquidation ou de dissolution d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB »).

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2014, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	The Catalyst Group	Brookfield Energia Renovável	Divers	Total
Au 31 décembre 2011	380 \$	- \$	167 \$	74 \$	8 \$	629 \$
Résultat net	(44)	-	2	2	-	(40)
Autres éléments du résultat global	24	-	(28)	(7)	25	14
Apports en capital ¹	447	-	-	-	8	455
Distributions	-	-	(18)	(6)	-	(24)
Divers	(1)	-	-	(5)	-	(6)
Au 31 décembre 2012	806 \$	- \$	123 \$	58 \$	41 \$	1 028 \$
Résultat net	21	1	18	1	-	41
Autres éléments du résultat global	133	(2)	(26)	(10)	4	99
Apports en capital ¹	51	214	-	-	-	265
Distributions	(119)	-	-	(3)	-	(122)
Divers	(1)	(6)	1	-	(2)	(8)
Au 31 décembre 2013	891 \$	207 \$	116 \$	46 \$	43 \$	1 303 \$
Résultat net	14	22	14	-	1	51
Autres éléments du résultat global	54	187	8	-	10	259
Apports en capital ¹	-	610	-	-	-	610
Distributions	(45)	(89)	(12)	(3)	-	(149)
Divers	-	-	-	(11)	(1)	(12)
Au 31 décembre 2014	914 \$	937 \$	126 \$	32 \$	53 \$	2 062 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	25 %	24-30 %	23-50 %	

¹⁾ Les apports en capital provenant des participations ne donnant pas le contrôle servent aux acquisitions et aux dépenses de Brookfield Americas Infrastructure Fund et Brookfield Infrastructure Fund II.

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux filiales en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle qui ont de l'importance pour Brookfield Renewable.

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infra- structure Fund II	The Catalyst Group	Divers	Total
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	25 %	23-50 %	
Établissement	États-Unis Brésil	États-Unis Europe	États-Unis	États-Unis Brésil Canada	
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :					
Produits	86 \$	- \$	137 \$	30 \$	253 \$
Résultat net	(55)	-	10	6	(39)
Total du résultat global	(60)	-	(103)	111	(52)
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	(44)	-	2	2	(40)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 :					
Produits	195 \$	74 \$	188 \$	25 \$	482 \$
Résultat net	23	2	72	2	99
Total du résultat global	258	(1)	(15)	2	244
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	21	1	18	1	41
Au 31 décembre 2013 :					
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	1 841 \$	735 \$	1 039 \$	520 \$	4 135 \$
Total de l'actif	1 973	794	1 161	575	4 503
Total des emprunts	784	349	578	56	1 767
Total du passif	830	379	597	80	1 886
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	891 \$	207 \$	116 \$	89 \$	1 303 \$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :					
Produits	164 \$	211 \$	162 \$	31 \$	568 \$
Résultat net	18	46	56	3	123
Total du résultat global	85	422	87	45	639
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	14	22	14	1	51
Au 31 décembre 2014 :					
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	1 959 \$	3 316 \$	1 049 \$	494 \$	6 818 \$
Total de l'actif	2 021	3 572	1 159	529	7 281
Total des emprunts	777	1 617	539	53	2 986
Total du passif	853	1 946	556	73	3 428
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	914 \$	937 \$	126 \$	85 \$	2 062 \$

Le tableau suivant résume certaines informations financières relatives aux participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	1 704 \$	1 706 \$	1 309 \$
Résultat net	203	215	(95)
Résultat global	1 071	(333)	332
Résultat net attribuable aux éléments suivants ¹ :			
Participations de commandité	1	1	(1)
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	55	67	(35)
Aux 31 décembre :			
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	18 566 \$	15 741 \$	
Total de l'actif	19 849	16 999	
Total des emprunts	7 678	6 623	
Total du passif	10 968	9 463	
Valeur comptable des éléments suivants ² :			
Participation de commandité	59	54	
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	2 865	2 657	

¹) Réparti en fonction du nombre moyen pondéré de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 138,8 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 132,9 millions en 2013 et 2012).

²) Répartie en fonction de la participation de commandité, du nombre de parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite en circulation de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 143,4 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 133,0 millions en 2013).

Au 31 décembre 2014, un total de 2 651 506 parts de commandité, correspondant à la participation de commandité de 1 % dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité ») (2 651 506 au 31 décembre 2013) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2013) étaient en circulation.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2014	2013
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	4 \$	4 \$
Distributions incitatives	2	-
	6 \$	4 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	201 \$	188 \$
	207 \$	192 \$

Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts de société en commandite rachetables/échangeables détenues par Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les

distributions trimestrielles des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,4225 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil.

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont détenues entièrement par Brookfield, qui a le droit, à son gré, de racheter ces parts pour une contrepartie en trésorerie. Aucune part de société en commandite rachetable/échangeable n'a été rachetée pour une contrepartie en trésorerie. Puisque ce droit de rachat est assujéti au droit de premier refus de Brookfield Renewable et que Brookfield Renewable peut, à son gré, régler la demande de rachat en contrepartie de parts de société en commandite qu'elle détient, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres selon l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité sont présentées à titre de participations ne donnant pas le contrôle puisque Brookfield tire des avantages directs et assume les risques relatifs au rendement sous-jacent de BRELP. Les parts de société en commandite émises par Brookfield Renewable et les parts de société en commandite rachetables/échangeables émises par sa filiale BRELP comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards, sauf en ce qui concerne le droit de rachat décrit précédemment. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité sont assorties d'un droit de participer au résultat et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de société en commandite de Brookfield Renewable.

Émissions des parts de société en commandite

Le 10 juin 2014, Brookfield Renewable a réalisé un placement de parts de société en commandite aux termes d'une prise ferme visant l'émission de 10 250 000 parts de société en commandite au prix de 31,70 \$ CA par part de société en commandite, pour un produit brut de 325 millions \$ CA (297 millions \$) (le « placement »). Brookfield Renewable a engagé des coûts de transaction de 13 millions \$ CA (12 millions \$) associés au placement. Le produit tiré du placement a servi à l'acquisition de parts de société en commandite supplémentaires de BRELP. L'excédent de la contrepartie versée sur la valeur comptable des parts de société en commandite supplémentaires de BRELP acquises par Brookfield Renewable a entraîné des ajustements de respectivement 1 million \$ et 37 millions \$ au poste *Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield* et au poste *Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts de société en commandite rachetables/échangeables détenues par Brookfield*. BRELP s'est servi du produit net pour rembourser des dettes impayées et pour répondre aux besoins généraux de la société.

19. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 31 décembre 2014, un total de 143 356 854 parts de société en commandite étaient en circulation (132 984 913 parts au 31 décembre 2013), dont 40 026 986 parts étaient détenues par Brookfield (40 026 986 parts au 31 décembre 2013). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Brookfield Renewable, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours de l'exercice 2012, un régime de réinvestissement des distributions a été mis en œuvre, ce qui permet aux porteurs de parts de société en commandite qui sont résidents du Canada d'acquérir des parts de société en commandite additionnelles en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs distributions en trésorerie sans verser de commissions. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014,

121 941 parts de société en commandite (82 997 parts de société en commandite en 2013) ont été émises.

Par suite du placement (note 18), la participation directe et indirecte de Brookfield, de 169 685 609 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représente désormais environ 62 % de Brookfield Renewable, compte tenu d'un échange intégral.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détient une participation directe de société en commandite de 28 % dans Brookfield Renewable, une participation directe de 47 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables et une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP.

Distributions

Des distributions peuvent être versées au commandité de Brookfield Renewable, sauf lorsque la trésorerie disponible est insuffisante, que le versement de distributions rendrait Brookfield Renewable incapable de s'acquitter de ses dettes à leur échéance ou que le versement de distributions rendrait Brookfield Renewable incapable de satisfaire à des obligations éventuelles futures.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, Brookfield Renewable a déclaré des distributions de 216 millions \$ sur ses parts de société en commandite, soit 1,55 \$ par part de société en commandite (193 millions \$ en 2013 ou 1,45 \$ par part de société en commandite et 183 millions \$ en 2012 ou 1,38 \$ par part de société en commandite).

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Brookfield	62 \$	58 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	154	135
	216 \$	193 \$

20. RÉGIMES DE RETRAITE ET AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Brookfield Renewable offre à ses employés des régimes de retraite ainsi que certains régimes de soins de santé, de soins dentaires, d'assurance vie et autres avantages à certains employés retraités conformément à la politique de Brookfield Renewable. Ces régimes sont capitalisés grâce aux cotisations versées par Brookfield Renewable et les participants aux régimes. Les prestations de retraite sont fondées sur la durée des services et les salaires moyens de fin de carrière, et certains régimes sont indexés sur l'inflation après le départ à la retraite. Les régimes de retraite des employés de Brookfield Renewable sont comptabilisés dans les états financiers consolidés.

Le comité de gouvernance des régimes de retraite de Brookfield Renewable est responsable de la mise en œuvre des décisions stratégiques et du suivi de l'administration des régimes de retraite à prestations définies de Brookfield Renewable. En particulier, le comité établira les stratégies de placement, approuvera les politiques de capitalisation et évaluera si Brookfield Renewable se conforme aux obligations légales, fiduciaires, de déclaration et d'informations financières applicables.

Les régimes de retraite de Brookfield Renewable font l'objet d'évaluations actuarielles conformément aux lois provinciales ou fédérales en vigueur. Pour les régimes enregistrés au Québec et aux États-Unis, les évaluations actuarielles doivent être effectuées chaque année. En Ontario, les évaluations actuarielles des régimes enregistrés doivent être effectuées tous les trois ans si la capitalisation du régime est supérieure à un certain seuil. Actuellement, tous les régimes enregistrés de l'Ontario font l'objet d'une évaluation actuarielle triennale. Les dates des dernières évaluations actuarielles des régimes de retraite

et des autres régimes d'avantages du personnel de Brookfield Renewable s'échelonnent du 1^{er} novembre 2013 au 1^{er} juillet 2014. Brookfield Renewable évalue ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes aux fins comptables au 31 décembre de chaque année.

Les passifs au titre des prestations représentent le montant des prestations de retraite et des autres avantages du personnel futurs acquis par les employés et les retraités de Brookfield Renewable à la fin de l'exercice. L'obligation aux termes de ces régimes est déterminée par des évaluations actuarielles périodiques fondées sur les hypothèses présentées dans le tableau ci-après.

Hypothèses actuarielles aux 31 décembre :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
	2014 (%)		2013 (%)		2012 (%)	
Taux d'actualisation	2,6-4,2	4,0-4,3	4,0-5,0	4,9-5,0	3,5-4,5	4,1-4,5
Taux d'inflation des prix	2,0-2,5	s. o.	2,0-2,5	s. o.	2,0-2,8	s. o.
Taux d'augmentation des salaires	2,5-4,0	3,0-4,0	2,5-4,0	3,0-3,0	3,0-4,0	3,0-3,0
Taux tendanciel des soins de santé ¹⁾	s. o.	6,5-7,2	s. o.	6,5-7,7	s. o.	6,4-7,8

¹⁾ Taux tendanciel hypothétique à court terme à la clôture de l'exercice.

Les obligations au titre des régimes et la charge annuelle au titre des régimes de retraite sont calculées sur une base actuarielle et sont influencées par de nombreuses hypothèses et estimations, notamment la valeur marchande des actifs des régimes, les estimations du taux de rendement à long terme des actifs des régimes, des taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et autres hypothèses diverses. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation des prix et les hypothèses liées à l'inflation et le taux tendanciel du coût des soins de santé constituent les hypothèses ayant en général l'incidence la plus importante sur les obligations au titre des prestations constituées.

Le taux d'actualisation des obligations représente le taux auquel l'obligation au titre des prestations pourrait être réglée. Le taux d'augmentation des salaires correspond à la meilleure estimation des augmentations de salaire au mérite à accorder, conformément aux taux d'inflation présumés.

Une variation de 50 points de base des hypothèses mentionnées précédemment, utilisées pour le calcul des obligations au titre des prestations au 31 décembre 2014, aurait entraîné l'augmentation (la diminution) suivante des obligations au titre des prestations constituées :

(EN MILLIONS)	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Taux d'actualisation		
Augmentation de 50 points de base	(8)	(3)
Diminution de 50 points de base	9	4
Taux d'inflation des prix et hypothèses liées à l'inflation		
Augmentation de 50 points de base	4	s. o.
Diminution de 50 points de base	(3)	s. o.
Taux tendanciel du coût des soins de santé		
Augmentation de 50 points de base	s. o.	3
Diminution de 50 points de base	s. o.	(3)

L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus pourrait ne pas refléter la variation réelle de l'obligation au titre des prestations définies dans la mesure où il est peu probable que les hypothèses varient isolément les unes des autres puisque certaines des hypothèses peuvent être liées entre elles.

Charge comptabilisée aux comptes consolidés de résultat et aux états consolidés du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2014		2013		2012	
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	1 \$	2 \$	1 \$	2 \$	1 \$
Coût des services passés	1	2	1	(1)	-	2
Charge d'intérêts	-	1	1	1	1	1
Charges administratives	1	-	1	-	1	-
Comptabilisée au compte consolidé de résultat	5	4	5	1	4	4
Réévaluation du passif net au titre des prestations définies						
Rendement des actifs des régimes	(4)	-	(7)	-	(2)	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	1	2	2	-	-	1
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	8	3	(4)	(3)	7	2
Ajustements liés à l'expérience	(2)	-	-	-	1	(1)
Comptabilisée à l'état consolidé du résultat global	3	5	(9)	(3)	6	2
Total	8 \$	9 \$	(4) \$	(2) \$	10 \$	6 \$

Les montants inclus dans les bilans consolidés liés aux obligations de Brookfield Renewable au titre de ses régimes à prestations définies sont présentés ci-après :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2014		2013		2012	
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	128 \$	43 \$	80 \$	27 \$	82 \$	29 \$
Juste valeur des actifs des régimes	(108)	-	(74)	-	(64)	-
Passif net	20 \$	43 \$	6 \$	27 \$	18 \$	29 \$

Obligations au titre des prestations définies

Les variations des obligations au titre des prestations définies pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2014		2013		2012	
Solde au début de l'exercice	80 \$	27 \$	82 \$	29 \$	73 \$	23 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	1	2	1	2	1
Coût des services passés	1	2	1	(1)	-	2
Charge d'intérêts	4	1	4	1	4	1
Réévaluation des pertes (profits)						
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	1	2	2	-	-	1
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	8	3	(4)	(3)	7	2
Ajustements liés à l'expérience	(2)	-	-	-	1	(1)
Prestations versées	(4)	(1)	(3)	(1)	(3)	(1)
Regroupements d'entreprises	42	10	-	1	(2)	-
Écarts de change	(5)	(2)	(4)	-	-	1
Solde à la fin de l'exercice	128 \$	43 \$	80 \$	27 \$	82 \$	29 \$

On estime à 8 millions \$ les cotisations de l'employeur à faire aux régimes à prestations définies pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2015.

Juste valeur des actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes pour les exercices clos les 31 décembre a varié de la manière suivante :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2014		2013		2012	
Solde au début de l'exercice	74 \$	- \$	64 \$	- \$	56 \$	- \$
Produits d'intérêts	4	-	3	-	3	-
Rendement des actifs des régimes	4	-	7	-	2	-
Cotisations de l'employeur	8	1	7	1	7	1
Regroupement d'entreprises	28	-	-	-	(2)	-
Prestations versées	(4)	(1)	(3)	(1)	(3)	(1)
Écarts de change	(6)	-	(4)	-	1	-
Solde à la fin de l'exercice	108 \$	- \$	74 \$	- \$	64 \$	- \$

Les actifs des régimes aux 31 décembre se répartissent comme suit :

	2014 (%)	2013 (%)
Catégorie d'actif :		
Titres de capitaux propres	49	69
Titres de créance	36	31
Fonds communs de placement	15	-
	100	100

21. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

Les coûts d'exploitation directs de Brookfield Renewable pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Activités, entretien et administration	353 \$	331 \$	292 \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres	130	137	112
Achat de combustible et d'électricité	20	42	64
Frais de commercialisation de l'énergie (note 9)	21	20	18
Total des coûts d'exploitation directs	524 \$	530 \$	486 \$

La rémunération des principaux dirigeants de Brookfield Renewable pour les exercices clos les 31 décembre se présentait comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013	2012
Avantages fondés sur des actions	12 \$	6 \$	7 \$
Salaires et avantages	4	3	3
	16 \$	9 \$	10 \$

On entend par « principaux dirigeants » les personnes qui ont le pouvoir et la responsabilité de planifier, de diriger et de contrôler les activités de Brookfield Renewable, directement ou indirectement. Les avantages fondés sur des actions représentent des coûts transférés de Brookfield Asset Management.

22. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La variation nette des soldes du fonds de roulement pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2014	2013
Créances clients et autres actifs courants	20 \$	47 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(54)	(42)
Autres actifs et passifs	14	(4)
	(20) \$	1 \$

23. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

Les tableaux suivants présentent les informations financières résumées consolidées relatives à Brookfield Renewable, Actions privilégiées ERB et BREP Finance :

(EN MILLIONS)	Brookfield Renewable	Actions privilégiées ERB	BREP Finance	Autres filiales ¹	Ajustements de consolidation ²	Brookfield Renewable (consolidé)
Au 31 décembre 2014 :						
Actifs courants	21 \$	- \$	1 307 \$	697 \$	(1 331) \$	694 \$
Actifs non courants	3 166	717	-	19 148	(3 876)	19 155
Passifs courants	20	9	16	1 954	(1 312)	687
Passifs non courants	-	-	1 286	9 706	(711)	10 281
Actions privilégiées	-	728	-	-	-	728
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	2 062	-	2 062
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 865	-	2 865
Au 31 décembre 2013 :						
Actifs courants	48 \$	- \$	1 429 \$	632 \$	(1 483) \$	626 \$
Actifs non courants	2 728	785	-	16 365	(3 505)	16 373
Passifs courants	50	10	17	2 278	(1 435)	920
Passifs non courants	-	-	1 406	7 914	(777)	8 543
Actions privilégiées	-	796	-	-	-	796
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	1 303	-	1 303
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 657	-	2 657

¹⁾ Comprend des filiales de Brookfield Renewable autres qu'Actions privilégiées ERB et BREP Finance.

²⁾ Comprend l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Brookfield Renewable sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Brookfield Renewable	Actions privilégiées ERB	BREP Finance	Autres filiales ¹	Ajustements de consoli- dation ²	Brookfield Renewable (consolidé)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :						
Produits	- \$	- \$	- \$	1 704 \$	- \$	1 704 \$
Résultat net	58	-	(1)	204	(58)	203
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 :						
Produits	- \$	- \$	- \$	1 706 \$	- \$	1 706 \$
Résultat net	69	-	-	215	(69)	215
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :						
Produits	- \$	- \$	- \$	1 309 \$	- \$	1 309 \$
Résultat net	(35)	-	(2)	(93)	35	(95)

¹⁾ Comprennent des filiales de Brookfield Renewable autres qu'Actions privilégiées ERB et BREP Finance, la participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et les participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.

²⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Brookfield Renewable sur une base consolidée.

Se reporter à la note 14, « Dette à long terme et facilités de crédit », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme. Se reporter à la note 18, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

24. INFORMATIONS SECTORIELLES

Brookfield Renewable exploite des actifs de production d'énergie renouvelable, qui incluent des centrales hydroélectriques traditionnelles aux États-Unis, au Canada et au Brésil et des installations éoliennes aux États-Unis, au Canada et en Europe. Brookfield Renewable exploite aussi deux centrales de cogénération. Le président et chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) de Brookfield Renewable évalue l'entreprise selon le type de production d'énergie (hydroélectricité, énergie éolienne et cogénération). Les productions d'hydroélectricité et d'énergie éolienne sont aussi évaluées par secteur géographique (États-Unis, Canada, Brésil et Europe). Le secteur « Divers » comprend les immobilisations en cours et les charges générales.

Conformément à l'IFRS 8, *Secteurs opérationnels*, Brookfield Renewable fournit de l'information sur ses secteurs à présenter fondée sur les mesures utilisées par le principal décideur opérationnel pour l'évaluation du rendement. Les méthodes comptables utilisées pour les secteurs à présenter sont les mêmes que celles décrites à la note 2 intitulée « Mode de présentation et principales méthodes comptables ». Brookfield Renewable analyse la performance de ses secteurs opérationnels en fonction des produits, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités.

Le BAIIA ajusté équivaut aux produits, moins les coûts directs (y compris les coûts de commercialisation de l'énergie), plus la quote-part de Brookfield Renewable des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres produits, compte non tenu des intérêts, de l'impôt, des amortissements, des coûts de service de gestion et de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

Les fonds provenant des activités correspondent au BAIIA ajusté, moins les intérêts, l'impôt exigible et les coûts de service de gestion, et sont ajustés pour tenir compte de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, les fonds provenant des activités comprennent les résultats provenant du portefeuille éolien que Brookfield Renewable a acquis en Irlande et tiennent compte de sa participation financière du 1^{er} janvier 2014 au 30 juin 2014. Ce montant représente un ajustement au prix d'acquisition selon l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (se reporter à la note 4, « Regroupements d'entreprises »), mais il est inclus dans les fonds provenant des activités aux fins de présentation des résultats d'exploitation au principal décideur opérationnel de Brookfield Renewable.

Les transactions entre les secteurs à présenter sont comptabilisées à la juste valeur.

À compter du 1^{er} janvier 2015, les secteurs géographiques sur lesquels se fonde le principal décideur opérationnel pour évaluer l'entreprise ont changé. Bien que le principal décideur opérationnel continue d'évaluer l'entreprise selon le type de production d'énergie (hydroélectricité, énergie éolienne et cogénération), il l'évalue également par secteur géographique. Par conséquent, les secteurs États-Unis et Canada ont été regroupés pour former le secteur « Amérique du Nord », tandis que le secteur « Amérique latine » inclut l'ancien secteur Brésil. Ces changements n'ont pas eu d'incidence sur les secteurs « Europe », « Cogénération » et « Divers ». Les changements permettront au principal décideur opérationnel d'évaluer de façon plus efficace l'entreprise selon les plateformes d'exploitation par continent.

En février 2015, Brookfield Renewable a annoncé la nomination d'un Président et chef de l'exploitation. Le Président et chef de l'exploitation se joindra au chef de la direction et au chef de la direction des finances afin de participer à l'évaluation des résultats, à la gestion des activités et à la répartition des ressources entre les secteurs de Brookfield Renewable. Par conséquent, à partir de la date de cette

nomination, le principal décideur opérationnel sera dorénavant formé des trois membres susmentionnés de la haute direction.

Les informations sectorielles suivantes sont présentées régulièrement au principal décideur opérationnel.

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Cogéné- ration	Divers	Total
	États- Unis	Canada	Brésil	États- Unis	Canada	Europe			
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :									
Produits	719 \$	394 \$	265 \$	129 \$	123 \$	45 \$	29 \$	- \$	1 704 \$
BALIA ajusté	520	328	198	90	108	29	11	(68)	1 216
Charge d'intérêts – emprunts	(153)	(70)	(19)	(39)	(38)	(9)	-	(87)	(415)
Fonds provenant des activités avant les participations ne donnant pas le contrôle	366	258	162	51	70	31	11	(206)	743
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(83)	(2)	(13)	(34)	-	(13)	-	(38)	(183)
Fonds provenant des activités	283	256	149	17	70	18	11	(244)	560
Amortissements	(159)	(82)	(143)	(63)	(72)	(25)	(4)	-	(548)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 :									
Produits	677 \$	399 \$	301 \$	125 \$	133 \$	- \$	71 \$	- \$	1 706 \$
BALIA ajusté	494	330	221	85	113	-	23	(58)	1 208
Charge d'intérêts – emprunts	(148)	(64)	(23)	(38)	(44)	-	-	(93)	(410)
Fonds provenant des activités avant les participations ne donnant pas le contrôle	343	266	181	47	69	-	23	(191)	738
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(69)	-	(12)	(26)	-	-	-	(37)	(144)
Fonds provenant des activités	274	266	169	21	69	-	23	(228)	594
Amortissements	(140)	(85)	(156)	(65)	(77)	-	(12)	-	(535)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 :									
Produits	438 \$	272 \$	340 \$	58 \$	131 \$	- \$	70 \$	- \$	1 309 \$
BALIA ajusté	294	213	236	31	113	-	20	(55)	852
Charge d'intérêts – emprunts	(137)	(65)	(58)	(23)	(44)	-	-	(84)	(411)
Fonds provenant des activités avant les participations ne donnant pas le contrôle	159	148	162	8	69	-	20	(175)	391
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(11)	-	(11)	(6)	-	-	-	(16)	(44)
Fonds provenant des activités	148	148	151	2	69	-	20	(191)	347
Amortissements	(116)	(81)	(152)	(38)	(75)	-	(21)	-	(483)

Le tableau suivant présente le rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités, tels qu'ils sont présentés dans les tableaux précédents, et de la perte au titre du résultat net, telle qu'elle est présentée dans les comptes consolidés de résultat, pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Notes	2014	2013	2012
Produits	9	1 704 \$	1 706 \$	1 309 \$
Autres produits		10	11	16
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	26	21	13
Coûts d'exploitation directs	21	(524)	(530)	(486)
BAIIA ajusté		1 216	1 208	852
Ajustement fixe au titre des résultats ¹		11	-	-
Charge d'intérêts – emprunts	14	(415)	(410)	(411)
Coûts de service de gestion	9	(51)	(41)	(36)
Charge d'impôt exigible	15	(18)	(19)	(14)
Fonds provenant des activités avant les participations ne donnant pas le contrôle		743	738	391
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle				
Actions privilégiées	18	(38)	(37)	(16)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	18	(145)	(107)	(28)
Fonds provenant des activités		560	594	347
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	18	183	144	44
Déduire : ajustement fixe au titre des résultats		(11)	-	-
Amortissement	11	(548)	(535)	(483)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	8	10	37	(23)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	(23)	(12)	(18)
Recouvrement d'impôt différé	15	29	18	54
Divers	4	3	(31)	(16)
Résultat net		203 \$	215 \$	(95) \$

¹⁾ L'ajustement fixe au titre des résultats se rapporte au placement de Brookfield Renewable lors de l'acquisition du portefeuille éolien en Irlande. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Brookfield Renewable a acquis une participation financière dans le portefeuille éolien à compter du 1^{er} janvier 2014. La transaction a été conclue le 30 juin 2014 et, par conséquent, conformément aux IFRS, l'apport net aux fonds provenant des activités de 11 millions \$ a été comptabilisé dans le prix d'acquisition.

Le tableau suivant présente de l'information relative à certains éléments du bilan de Brookfield Renewable par secteur :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Cogéné- ration	Divers ¹	Total
	États- Unis	Canada	Brésil	États- Unis	Canada	Europe			
Au 31 décembre 2014 :									
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	7 835 \$	5 144 \$	2 090 \$	1 176 \$	1 118 \$	952 \$	41 \$	210 \$	18 566 \$
Total de l'actif	8 376	5 262	2 257	1 265	1 145	1 085	43	416	19 849
Total des emprunts	2 814	1 155	189	621	629	583	-	1 687	7 678
Total du passif	4 345	2 214	300	706	865	747	1	1 790	10 968
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	1 330	2	-	5	15	1 071	-	207	2 630
Au 31 décembre 2013 :									
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	5 771 \$	4 830 \$	2 205 \$	1 198 \$	1 250 \$	- \$	46 \$	441 \$	15 741 \$
Total de l'actif	6 248	4 998	2 492	1 282	1 297	-	62	620	16 999
Total des emprunts	2 157	1 143	238	647	721	-	-	1 717	6 623
Total du passif	3 330	2 144	406	720	995	-	4	1 864	9 463
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	715	206	-	430	-	-	-	255	1 606

¹⁾ Comprend les immobilisations en cours et les charges générales.

Le tableau suivant présente de l'information relative aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Cogéné- ration	Divers	Total
	États-Unis	Canada	Brésil	États-Unis	Canada	Europe			
Au 31 décembre 2014	177 \$	56 \$	38 \$	- \$	- \$	2 \$	- \$	- \$	273 \$
Au 31 décembre 2013	181 \$	51 \$	58 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	290 \$

25. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Dans le cours de leurs activités, Brookfield Renewable et ses filiales sont partie à des ententes relatives à l'utilisation d'eau, de terrains et de barrages. Les paiements prévus en vertu de ces ententes varient selon le volume d'électricité produite. Les diverses ententes sont renouvelables et peuvent se prolonger jusqu'en 2091.

Brookfield Renewable a comptabilisé des obligations de démantèlement relativement à ses actifs de production d'électricité. Se reporter à la note 16, « Autres passifs non courants », pour de plus amples détails.

En novembre 2014, Brookfield Renewable a conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille au Brésil de 488 MW comprenant une capacité de production hydroélectrique, éolienne et à partir de la biomasse. Le portefeuille devrait produire 2 100 GWh par année. La clôture de cette transaction est prévue au premier semestre de 2015. La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et autres conditions de clôture. De plus, en novembre 2014, Brookfield Renewable a signé une entente en vue d'acquérir deux projets de développement hydroélectriques à un stade avancé d'une puissance totale de 47 MW au Brésil, qui, une fois mis en service, devraient produire 280 GWh par année. Brookfield Renewable a conclu cette acquisition en février 2015; se reporter à la note 26, « Événements postérieurs à la date de clôture ». Ces acquisitions sont réalisées avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable conservera une participation d'environ 40 %.

Les frais d'aménagement restant à payer liés au projet hydroélectrique de 25 MW au Brésil et aux trois installations éoliennes en Irlande d'une puissance totale de 137 MW devraient s'élever à 164 millions \$. Au 31 décembre 2014, les liquidités soumises à restrictions d'un montant de 56 millions \$ sont détenues et réservées au financement des frais restants. Le projet au Brésil devrait être pleinement en exploitation en 2017 et les installations éoliennes en Irlande, au cours de 2015.

À la date de clôture, Brookfield Renewable avait des engagements liés à des paiements minimaux futurs au titre de contrats de location non résiliables dont les échéances sont les suivantes :

(EN MILLIONS)	2015	2016	2017	2018	2019	Par la suite	Total
Contrats de location simple	21 \$	22 \$	19 \$	18 \$	17 \$	151 \$	248 \$
Contrats de location-financement	-	-	-	-	1	43	44
Total	21 \$	22 \$	19 \$	18 \$	18 \$	194 \$	292 \$

Éventualités

Brookfield Renewable et ses filiales font l'objet d'actions en justice, d'arbitrages et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la direction est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée de Brookfield Renewable ou sur ses résultats d'exploitation.

Brookfield Renewable, au nom de ses filiales, et les filiales elles-mêmes ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. L'activité relative aux lettres de crédit émises par Brookfield Renewable est décrite à la note 14, « Dette à long terme et facilités de crédit ».

Brookfield Renewable et les investisseurs institutionnels ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des

réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund et Brookfield Infrastructure Fund II. Au 31 décembre 2014, les lettres de crédit émises par Brookfield Renewable avec les investisseurs institutionnels s'élevaient à 125 millions \$ (93 millions \$ en 2013).

Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Brookfield Renewable et ses filiales signent des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment de cessions d'entreprises, de projets d'investissement, d'acquisitions d'entreprises, et de vente et d'achat d'actifs et de services. Brookfield Renewable a également convenu d'indemniser ses administrateurs et certains de ses dirigeants et employés. La nature de la quasi-totalité des promesses d'indemnisation empêche Brookfield Renewable de faire une estimation raisonnable du montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal, et les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Brookfield Renewable et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

26. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

En février 2015, nous avons conclu l'acquisition de deux projets de développement hydroélectriques à un stade avancé d'une puissance totale de 47 MW au Brésil. Une fois mis en service, ils devraient produire 280 GWh par année. Cette acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé une participation d'environ 40 %.

En février 2015, nous avons conclu une entente en vue d'acquérir deux parcs éoliens au Portugal d'une capacité globale de 123 MW. La production annuelle du portefeuille devrait être d'environ 260 GWh. Cette acquisition est réalisée avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable conservera une participation d'environ 40 %. La clôture de la transaction est prévue se faire en 2015. La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et aux conditions de clôture.

En février 2015, la construction de deux installations éoliennes d'une puissance totale de 125 MW en Irlande s'est achevée, et les installations sont en service. Les installations devraient produire 349 GWh par année.

En février 2015, nous avons refinancé la dette associée à une centrale hydroélectrique de 45 MW en Colombie-Britannique par l'émission d'obligations d'un montant en capital de 90 millions CA \$ (71 millions \$) à un taux d'intérêt de 2,95 %, échéant en mai 2023.

En février 2015, nous avons contracté une prolongation de 12 mois à l'égard d'une dette au montant de 75 millions \$ au niveau de la société de portefeuille associée à un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund. L'emprunt porte intérêt au TIOL majoré de 2,75 %, et vient à échéance en février 2016.

En février 2015, nous avons annoncé une hausse des distributions aux porteurs de parts de société en commandite, qui s'élèveront à 1,66 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 11 cents par part de société en commandite, qui prendra effet à la distribution du premier trimestre qui sera versée en mars 2015.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal

73 Front Street
Fifth Floor
Hamilton, HM12
Bermudes
Téléphone : 441 294-3304
Télécopieur : 441 516-1988
www.brookfieldrenewable.com

Dirigeants de BRP Energy Group L.P., fournisseur de services de Brookfield Renewable Energy Partners L.P.

Harry Goldgut
Président du groupe

Richard Legault
Chef de la direction

Sachin Shah
Président et chef de l'exploitation

Nicholas Goodman
Chef de la direction des finances

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie
Computershare du Canada
100 University Avenue
9^e étage
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Téléphone (sans frais) :
(800) 564-6253
Télécopieur (sans frais) :
(888) 453-0330
www.computershare.com

Administrateurs du commandité de Brookfield Renewable Energy Partners L.P.

Jeffrey Blidner
Eleazar de Carvalho Filho
John Van Egmond
David Mann
Lou Maroun
Patricia Zuccotti
Lars Josefsson

Symboles boursiers

NYSE : BEP (parts de société en commandite)
TSX : BEP.UN
TSX : BRF.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRF.PR.C (actions privilégiées, série 3)
TSX : BRF.PR.E (actions privilégiées, série 5)
TSX : BRF.PR.F (actions privilégiées, série 6)

Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Brookfield Renewable, visitez l'adresse www.brookfieldrenewable.com. Vous pouvez également consulter le rapport annuel de 2014 et le formulaire 20-F en ligne. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

Des renseignements financiers additionnels ont été transmis électroniquement à divers organismes de réglementation en valeurs mobilières aux États-Unis et au Canada par l'intermédiaire d'EDGAR, à l'adresse www.sec.gov et par l'intermédiaire de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Les actionnaires peuvent acheminer leurs demandes de renseignements au service des Relations avec les investisseurs, en composant le (416) 359-1955 ou en écrivant à unitholderenquiries@brookfieldrenewable.com.

NYSE :

BEP

TSX :

BEP.UN

www.brookfieldrenewable.com