

Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT INTERMÉDIAIRE DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

TABLE DES MATIÈRES

Lettre aux actionnaires	1
Rapport de gestion	7
États financiers consolidés intermédiaires non audités et notes	57

NOS ACTIVITÉS

Nous gérons nos installations grâce à des plateformes d'exploitation en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe, lesquelles 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 exploitons 217 centrales hydroélectriques, 38 installations éoliennes, 3 installations alimentées à la biomasse et 3 installations alimentées au gaz naturel (« cogénération »). Dans l'ensemble, les actifs que nous détenons ou gérons représentent une puissance installée totale de 10 676 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») de 41 601 gigawattheures (« GWh »). Le tableau suivant présente notre portefeuille au 30 septembre 2016 :

	Réseaux hydro- graphiques	Installations	Puissance ¹ (MW)	MLT ^{1, 2} (GWh)	Stockage (GWh)
Production hydroélectrique					
Amérique du Nord ³					
États-Unis	31	137	3 486	12 521	3 618
Canada	19	33	1 361	5 173	1 261
	50	170	4 847	17 694	4 879
Colombie ³	6	6	2 732	14 476	-
Brésil ⁴	26	41	872	4 555	-
	82	217	8 451	36 725	4 879
Énergie éolienne⁵					
Amérique du Nord					
États-Unis	-	7	434	1 113	-
Canada	-	3	406	1 197	-
	-	10	840	2 310	-
Europe	-	23	600	1 553	-
Brésil	-	5	150	588	-
	-	38	1 590	4 451	-
Divers ⁶	-	6	635	425	-
	82	261	10 676	41 601	4 879

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 en Amérique du Nord et en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude respectivement 30 ans et 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

⁴⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

⁵⁾ La MLT des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans.

⁶⁾ Comprennent une installation de cogénération en Colombie (300 MW), deux installations de cogénération en Amérique du Nord (215 MW) et trois installations alimentées à la biomasse au Brésil (120 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille d'exploitation pour chaque trimestre au 30 septembre 2016 :

PRODUCTION (GWh) ^{1, 2}	T1	T2	T3	T4	Total
Production hydroélectrique					
Amérique du Nord ³					
États-Unis	3 550	3 599	2 280	3 092	12 521
Canada	1 233	1 507	1 216	1 217	5 173
	4 783	5 106	3 496	4 309	17 694
Colombie ³	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil ⁴	1 220	1 148	1 114	1 073	4 555
	9 511	9 763	8 181	9 270	36 725
Énergie éolienne ⁵					
Amérique du Nord					
États-Unis	252	373	269	219	1 113
Canada	324	292	238	343	1 197
	576	665	507	562	2 310
Europe	462	334	299	458	1 553
Brésil	81	101	208	198	588
	1 119	1 100	1 014	1 218	4 451
Divers	56	96	153	120	425
Total	10 686	10 959	9 348	10 608	41 601
Moyenne à long terme au prorata	6 341	6 666	5 412	6 107	24 526

¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant 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 en Amérique du Nord et en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude respectivement 30 ans et 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

⁴⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs.

⁵⁾ La MLT des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans.

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

Le présent rapport intermédiaire 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 intermédiaire, dans d'autres documents déposés auprès 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 intermédiaire, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport intermédiaire, 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 <https://bep.brookfield.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

L'entreprise continue d'afficher une bonne performance. À l'approche de la fin de 2016, nous demeurons en voie d'atteindre les objectifs que nous nous étions fixés au début de l'année. Au cours des neuf premiers mois de cette année, nous avons investi des capitaux propres d'environ 1 milliard \$ avec nos partenaires institutionnels afin d'acquérir des actifs hydroélectriques d'une puissance de plus de 3 000 mégawatts situés en Amérique du Nord et en Amérique du Sud. Nous avons également acquis, avec nos partenaires, une participation de 35 % dans le flottant de TerraForm Power Inc., une société cotée possédant un portefeuille d'actifs d'énergie solaire et éolienne de haute qualité d'une puissance de 3 000 mégawatts. Enfin, nous avons déployé 120 millions \$ pour la construction de projets de développement à un stade avancé de 200 mégawatts à des rendements supérieurs.

Au cours de l'année, nous avons pu observer que la valeur des transactions sur les actifs d'énergie renouvelable comportait une prime dans tous nos principaux marchés. Dans un tel environnement, nous avons continué de faire preuve de discipline en ce qui a trait à nos acquisitions afin de continuer à générer un rendement total à l'actionnaire de 12 % à 15 % par année. Pour ce faire, nous nous sommes concentrés sur des investissements pour lesquels notre expertise en matière d'exploitation et notre approche contra-cyclique nous permettent d'assurer la croissance à des rendements attrayants. En outre, nous continuons d'identifier un éventail de nouvelles occasions d'investissement affichant un potentiel de croissance importante des flux de trésorerie à long terme.

Environnement d'investissement

L'environnement d'investissement demeure attrayant dans tous les marchés que nous ciblons.

En Amérique du Nord, nous étudions des occasions d'acquisition d'actifs hydroélectriques, éoliens et solaires dans de multiples marchés. Toutes ces occasions potentielles reflètent des thèmes dont nous avons parlé dans le passé : une période prolongée de faibles prix de l'énergie dans la plupart des marchés nord-américains de l'énergie et des difficultés financières, qui font en sorte que les entreprises ont besoin à la fois d'un parrainage financier et d'une expertise en matière d'exploitation solides afin d'optimiser les flux de trésorerie. Comme nous l'avons indiqué plus tôt, nous détenons un investissement important dans TerraForm Power. Nous croyons que nous sommes les mieux à même de fournir un parrainage opérationnel et financier solide à TerraForm en raison de notre présence mondiale, de nos capacités internes au chapitre de l'exploitation, du développement et du marketing d'énergie ainsi que notre solidité bilancielle et financière. Nous sommes enthousiasmés par l'idée de convenir d'une voie à suivre avec cette société sous peu.

Les politiques en matière d'énergie renouvelable et propre continuent de prendre de l'ampleur, les priorités étant déterminées par des États et des sociétés particuliers. La récente demande de propositions triétagique pour de l'énergie propre en Nouvelle-Angleterre, la législation relative à l'énergie propre du Massachusetts et la norme d'énergie propre de l'État de New York, selon laquelle 50 % de la production devra provenir de sources propres d'ici 2030, sont des exemples d'activités d'approvisionnement de grande envergure qui sont survenues dans le nord-est des États-Unis au cours de la dernière année. Plusieurs autres initiatives de lutte contre les changements climatiques sont en train de cheminer dans le processus législatif et le processus d'établissement de politiques dans de nombreux territoires, et nous croyons qu'un grand nombre d'entre elles seront mises en œuvre en temps voulu.

Même si la plupart des activités entourant les politiques d'énergie renouvelable ont découlé à ce jour d'initiatives mises de l'avant par des États, le résultat de l'imminente élection présidentielle aux États-Unis déterminera en partie l'ampleur du soutien fédéral à l'égard de mesures incitatives et de politiques telles que le *Clean Power Plan* ou de mesures similaires au prix fédéral pour le carbone annoncé récemment au Canada. Il va sans dire que notre entreprise n'est pas axée sur un quelconque cycle politique à court terme, et nous croyons que les tendances positives que nous observons continueront de progresser, peu importe le résultat. D'ailleurs, à l'heure actuelle, 60 % des sociétés du *Fortune 100* disposent de politiques en matière d'électricité renouvelable ou de changements climatiques, et 81 sociétés dans le monde se sont engagées à utiliser de l'électricité renouvelable à 100 %.

Nous continuons également l'intégration d'un portefeuille hydroélectrique de 296 mégawatts situé en Pennsylvanie, la plus récente de nos acquisitions dans le nord-est des États-Unis. Ce portefeuille englobe des actifs hydroélectriques de haute qualité, de solides rendements en termes d'encaisse dans l'environnement de faibles prix que l'on connaît actuellement, et un important potentiel de gain susceptible de se matérialiser lorsque les prix se rétabliront aux États-Unis.

En Europe, nous avons continué de nous concentrer sur la construction de projets à même notre réserve de développement afin d'atteindre les rendements que nous avons ciblés. En Irlande, nous avons récemment mis en service un parc éolien de 14 mégawatts et nous continuons de faire progresser deux autres projets éoliens d'une puissance totalisant 43 mégawatts. Nous avons également acquis un projet de 19 mégawatts prêt à construire et situé à proximité de l'un de nos parcs éoliens existants. Nous prévoyons commencer la construction d'ici la fin de l'année, l'achèvement étant prévu pour le début de 2018. Ces projets devraient procurer des rendements de l'ordre d'une quinzaine de pour cent sur un marché où les actifs et portefeuilles sous contrat attirent des offres considérables à des niveaux beaucoup plus solides. Par conséquent, nous étudions la possibilité d'une vente opportune de certains de nos parcs éoliens en exploitation et entièrement sous contrat afin de faire émerger de la valeur et de recycler des capitaux vers des actifs à rendement plus élevé.

Nous poursuivons la construction de trois petites installations hydroélectriques ayant une puissance installée d'environ 70 MW au Brésil, installations qui sont entièrement sous contrat pour une durée de 30 ans. Ces installations devraient générer des rendements de l'ordre de 20 % sur la durée de vie des actifs, et la première des trois installations devrait être mise en service au cours du premier trimestre de 2017.

En Colombie, nous avons porté à 99,6 % notre participation dans le portefeuille hydroélectrique de 3 000 mégawatts d'Isagen. Notre participation nette dans ce portefeuille de haute qualité est de 24 %. L'entreprise continue d'afficher une performance conforme à nos attentes et a de solides perspectives de croissance à long terme sur un marché où l'offre est insuffisante. En plus des centrales en exploitation, nous commençons à faire progresser des projets de développement de 100 mégawatts sur ce marché à mesure que nous réalisons notre plan d'affaires et cherchons des occasions de croissance additionnelles.

Résultats d'exploitation et liquidités

Le BAIIA ajusté de 332 millions \$ et les fonds provenant des activités de 73 millions \$ enregistrés au troisième trimestre ont été comparables à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Les conditions hydrologiques ont poursuivi leur amélioration au Brésil, et le régime des vents a continué d'être solide à nos parcs éoliens de l'Europe et de l'Amérique du Sud. En revanche, les apports d'eau ont été inférieurs à la moyenne en Amérique du Nord, résultat d'un été plus sec que la normale dans la plupart des régions. Les flux de trésorerie des actifs récemment acquis ont permis de compenser une partie de cette incidence. Le troisième trimestre est de manière saisonnière le plus faible au chapitre de la production et, comme par les années passées, nous profitons de la baisse des apports d'eau et de nos capacités de

stockage pour effectuer la majeure partie de nos travaux d'investissement de maintien et d'optimisation des actifs.

En Amérique du Nord, les marchés de l'énergie continuent de montrer des signes de dysfonctionnement, le coût des réductions importantes des émissions, en particulier dans les régions ayant un faible accès aux énergies renouvelables, continuant d'excéder le signal du marché du gros (prix au comptant). En Nouvelle-Angleterre, par exemple, nous voyons des signes clairs d'un marché qui semble dysfonctionnel. La demande de propositions pour de l'énergie propre mentionnée précédemment, qui était parrainée par trois différents États, n'a pas atteint, et de loin, la cible de 5 TWh par année qui avait été fixée et s'est soldée par la sélection de projets totalisant moins de 1 TWh, et ce, malgré les mesures incitatives. Il s'agit également là d'une région où, malgré des prix se situant encore à 75 \$/MWh pendant l'hiver, les installations nucléaires menacent de fermer leurs portes en raison de produits d'exploitation insuffisants. La situation est insoutenable et se reflète aussi dans la force continue des prix pour la puissance, qui ont augmenté au cours des quelques dernières années en réaction aux faibles prix de gros. Tous ces éléments pointent vers une montée des prix de l'énergie à l'avenir afin d'encourager l'arrivée de la nouvelle offre requise.

Au Brésil, nous commençons à voir des signes d'amélioration de l'économie, ce qui donne lieu à une augmentation de la demande d'énergie et des prix sur les marchés du gros par rapport à plus tôt cette année. À l'heure actuelle, les prix au comptant de l'énergie ont grimpé à 150 R\$/MWh comparativement aux planchers récents d'environ 50 R\$/MWh, alors que les réservoirs atteignent maintenant approximativement 40 % de leur moyenne à long terme à l'aube de la saison des pluies. Nous continuons à dialoguer avec bon nombre de clients commerciaux et industriels à la recherche d'occasions de contrats et, au cours du troisième trimestre, nous avons réussi à conclure des contrats de 3 à 4 ans visant la vente de 166 GWh d'énergie par année à un prix moyen de 230 R\$/MWh.

En Europe, l'établissement d'un groupe de marketing commence à porter fruit : des produits de plus de 2,5 millions € ont été générés par les activités de marketing d'énergie en 2016. Ces produits sont réalisés par l'entremise de la vente d'énergie sur l'interconnexion Irlande/Royaume-Uni, ce qui permet d'obtenir des prix plus élevés en période de demande de pointe au Royaume-Uni. L'émergence d'une tranche importante de cette valeur découle de l'optimisation des contrats générant des produits et de la vente de crédits verts sur des marchés à valeur supérieure. Des travaux supplémentaires sont en cours pour développer ces activités dans d'autres territoires européens.

Notre situation de liquidités à la fin du trimestre est demeurée solide à \$1,3 milliard \$. Nous avons réalisé un certain nombre d'activités de financement au troisième trimestre, dont l'émission de billets à moyen terme de 500 millions \$ CA ayant une échéance de 10 ans et portant intérêt à un taux nominal de 3,6 %. De plus, nous avons émis des obligations de 300 milliards COP (environ 100 millions \$ US) à Isagen à un taux inférieur à notre hypothèse de souscription. Le produit nous permettra de rembourser les emprunts qui arriveront à échéance tout en faisant émerger des fonds additionnels pour la croissance future.

Perspectives

Dans les mois à venir, nous comptons poursuivre la réalisation de nos plans de croissance en faisant progresser notre réserve de transactions, en construisant nos projets de développement hydroélectrique et éolien et en menant des activités de recyclage de capitaux sur une base opportune.

Nous avons hâte de vous faire part de nos progrès au trimestre prochain, et nous vous sommes reconnaissants de votre soutien constant.

Cordialement,

Le chef de la direction



Sachin Shah

Le 3 novembre 2016

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

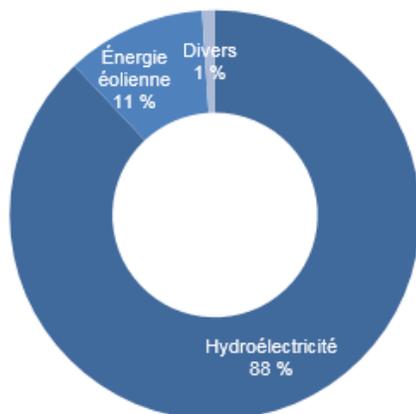
Brookfield Renewable Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») est la propriétaire et l'exploitante d'un portefeuille diversifié d'actifs de haute qualité produisant de l'électricité à partir de ressources renouvelables.

Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour repérer, acquérir ou mettre en valeur 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.

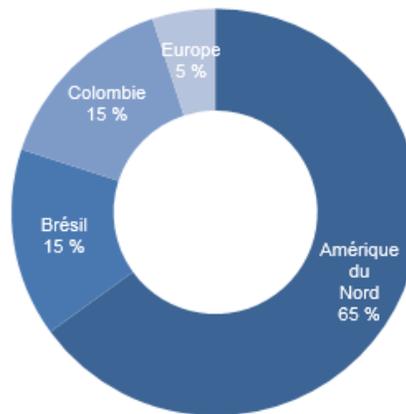
Une des plus importantes plateformes axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Nous détenons l'un des plus importants portefeuilles d'énergie du monde cotés en Bourse axés uniquement sur l'énergie renouvelable, regroupant des actifs sous gestion totalisant environ 28 milliards \$ et une puissance installée de 10 676 MW. La production moyenne à long terme provenant des actifs en exploitation au prorata s'élève à 24 526 GWh. Notre portefeuille se compose de 217 centrales hydroélectriques installées sur 82 réseaux hydrographiques, 38 parcs éoliens et 3 installations alimentées à la biomasse. Il s'étend sur 15 marchés de l'énergie en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe.

Les graphiques ci-après présentent la production moyenne à long terme annualisée au prorata, compte tenu de la quote-part des installations dans lesquelles nous détenons une participation inférieure à 100 %.

Production moyenne à long terme au prorata par source d'énergie



Production moyenne à long terme au prorata par région



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 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 28 % de leur production moyenne à long terme annualisée. Nos actifs au Brésil bénéficient d'un cadre 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 ainsi que 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 producteurs d'énergie renouvelable, ce qui procure une importante valeur de rareté aux investisseurs.

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 vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 90 % (au prorata) de notre production de 2016 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management. Les conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 16 ans (au prorata), ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide. Grâce à des actifs sous gestion totalisant environ 28 milliards \$, notre ratio d'endettement est de 39 % et 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 huit ans. Au 30 septembre 2016, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,3 milliard \$ et des tranches disponibles des facilités de crédit.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie. Nous avons de grandes perspectives de croissance interne grâce à un portefeuille de projets de développement d'environ 6 800 MW, répartis à l'échelle de nos plateformes d'exploitation, ainsi que la capacité d'atteindre une efficacité au chapitre de l'exploitation et la possibilité de hausser les prix de l'énergie pour la tranche de notre portefeuille en exploitation qui n'est pas visée par contrat. 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 de 81 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 5 100 MW, de 38 installations éoliennes d'une puissance totale d'environ 1 500 MW, de trois installations alimentées à la biomasse d'une puissance totale de 120 MW et d'une installation de cogénération d'une puissance de 300 MW. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, nous avons fait l'acquisition de centrales hydroélectriques, d'une installation éolienne et d'installations de cogénération, ou en avons mis en service, d'une puissance installée de respectivement 3 079 MW, 14 MW et 300 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 profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield Asset Management, et continuerons de le faire à l'avenir.

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 durable. Nous ciblons un ratio de distribution à long terme des fonds provenant des activités d'environ 70 % et une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

Rapport de gestion

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016

FAITS SAILLANTS POUR LE TRIMESTRE ET LA PÉRIODE DE NEUF MOIS CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2016

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2016	2015	closes les 30 septembre 2016	2015
Information sur l'exploitation :				
Puissance (MW)	10 676	7 284	10 676	7 284
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	9 345	5 459	29 340	19 174
Production réelle	7 522	4 992	25 343	17 215
Produits moyens (\$ par MWh)	74	68	73	72
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	5 212	4 102	17 031	14 558
Production réelle	4 418	3 715	15 537	13 108
Produits moyens (\$ par MWh)	74	69	71	73
Informations financières choisies :				
Produits	580 \$	337 \$	1 881 \$	1 236 \$
BAlIA ajusté ¹	332	242	1 164	919
Fonds provenant des activités ¹	73	80	365	379
Fonds provenant des activités ajustés ¹	56	65	315	334
Résultat net	(19)	27	41	113
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ^{1, 2}	0,24	0,29	1,28	1,37
Distribution par part de société en commandite	0,45	0,42	1,34	1,25

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 » et à la rubrique « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ».

²⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts rachetables/échangeables et de parts de commandite s'est établi respectivement à 299,0 millions et 285,2 millions (respectivement 275,7 millions et 275,7 millions en 2015).

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 307 \$	1 214 \$
Ratio d'endettement	39 %	39 %
Emprunts sans recours à l'égard de Brookfield Renewable	78 %	76 %
Emprunts de la société et facilités de crédit ¹		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6,7 ans	6,5 ans
Taux d'intérêt moyen	4,7 %	5,0 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	9,1 ans	9,6 ans
Taux d'intérêt moyen	6,2 %	5,6 %

¹⁾ Par suite du remboursement des billets de série 6 (300 millions \$ CA) venant à échéance le 30 novembre 2016, la durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette et le taux d'intérêt moyen s'établiront respectivement à 7,5 ans et 4,5 %.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016, la production au prorata de nos portefeuilles hydroélectrique et éolien a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. En Amérique du Nord, la production hydroélectrique aux États-Unis a diminué dans l'ensemble du portefeuille, sauf en Louisiane où elle est demeurée stable, tandis qu'au Canada, elle a augmenté. Au Brésil, la production de notre portefeuille hydroélectrique est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme et a

connu une hausse comparativement à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la production hydroélectrique a été à la hausse dans l'ensemble du portefeuille en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

La production de l'ensemble du portefeuille éolien a dépassé celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production de nos portefeuilles au Brésil et en Europe est demeurée comparable à la moyenne à long terme.

Les apports découlant de la croissance de notre portefeuille se sont élevés à 734 GWh.

Les produits totalisant 580 millions \$ représentent une augmentation de 243 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La croissance et la production relativement plus solide de notre portefeuille ont compté pour une augmentation des produits de respectivement 220 millions \$ et 5 millions \$. La dépréciation du dollar américain, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, a entraîné une augmentation des produits de 6 millions \$.

Croissance et développement

Par suite de la réalisation de la deuxième offre publique d'achat obligatoire (la « deuxième OPA obligatoire ») le 14 septembre 2016, Brookfield Renewable et ses partenaires institutionnels (le « consortium ») détiennent 99,64 % d'Isagen S.A. E.S.P. (« Isagen »). À la date du présent rapport intermédiaire, Brookfield Renewable conserve une participation d'environ 24 % dans Isagen. Se reporter aux rubriques « Acquisition d'Isagen » et « Événements postérieurs à la date de clôture ».

De concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons conclu l'acquisition d'un projet de développement éolien en Irlande d'une puissance de 19 MW dont la production annuelle devrait atteindre 63 GWh. La construction du projet devrait s'amorcer au cours du quatrième trimestre. Brookfield Renewable conserve une participation d'environ 40 % dans ce projet.

Nous avons effectué la mise en service d'une installation éolienne en Irlande d'une puissance de 14 MW, conformément à l'étendue et au calendrier prévus, et en deçà du budget, dont la production annuelle devrait atteindre 37 GWh.

Nous avons amorcé la construction d'une installation éolienne en Irlande d'une puissance de 28 MW qui devrait générer 96 GWh par année et dont la mise en service est prévue en 2017.

Nous avons poursuivi la construction au Brésil, conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus, de projets de développement hydroélectriques et à partir de la biomasse d'une puissance de 127 MW et d'un projet éolien en Irlande du Nord d'une puissance de 15 MW. Collectivement, ces projets devraient générer 671 GWh par année, et leur mise en service est prévue entre 2016 et 2018. Depuis notre acquisition en 2014 du portefeuille en Irlande, nous avons mis en service des projets éoliens d'une capacité de 151 MW et devrions ajouter une capacité de 62 MW d'ici la fin de 2018.

Dettes à long terme

Emprunts de la société

- Émission de billets à moyen terme de série 10 d'un montant en capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$).

Emprunts des filiales

- Mobilisation d'un financement de 80 millions \$ CA (61 millions \$) associé à un portefeuille hydroélectrique de 75 MW en Colombie-Britannique et remboursement simultané de 95 millions \$ CA (72 millions \$) de billets en cours.
- Refinancement de 75 millions \$ de la dette associée à un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund.
- Mobilisation d'un financement de 300 milliards de COP (101 millions \$) associé à Isagen et remboursement simultané d'une tranche de 199 milliards de COP (67 millions \$) d'une dette existante.

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 a été préparé en date du 3 novembre 2016. Sauf indication contraire, les termes « Brookfield Renewable », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. Auparavant connue sous le nom de Brookfield Renewable Energy Partners L.P., la société a changé de nom le 3 mai 2016, pour devenir Brookfield Renewable Partners L.P.

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.

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « £ » et COP renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal brésilien, à la livre sterling et au peso colombien.

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

La société mère 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.

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

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 et par Brookfield, 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 détient une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 61 %, 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 39 % étant détenue par le public.

Production réelle et production moyenne à long terme

Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de la période, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. Pour ce qui est de la Colombie seulement, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ». Le poste Divers comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des installations à la biomasse au Brésil. La production présentée comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

INFORMATIONS SECTORIELLES

Nos activités sont segmentées par type de production d'énergie (hydroélectricité, énergie éolienne et divers, secteur qui inclut la cogénération et la biomasse), et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (Amérique du Nord, composé des secteurs États-Unis et Canada, Colombie, Brésil et Europe), 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 ») analyse nos résultats, gère les activités et affecte les ressources. Nous présentons donc nos résultats de la même façon. Se reporter à la note 18, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

Notre placement dans Isagen a donné lieu à une modification de notre présentation de certaines informations sectorielles. En effet, après l'acquisition d'Isagen, les informations relatives à Isagen et au Brésil sont présentées de façon distincte au principal décideur opérationnel. Par conséquent, nous avons ajouté le secteur « Colombie », qui comprend Isagen, et le secteur « Brésil » qui traite de nos activités dans ce pays. Le secteur Colombie regroupe également les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant.

MESURE DU RENDEMENT

L'un de nos principaux objectifs est de dégager des flux de trésorerie stables 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 ci-après 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, ainsi que le rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Se reporter aux rubriques « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 » et « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ».

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux 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 appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

Le BAIIA est une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour comparer des entreprises en fonction de leur capacité à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

Brookfield Renewable se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement d'exploitation de ses actifs avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de l'amortissement des immobilisations corporelles, des coûts de service de gestion, de la participation ne donnant pas le contrôle, du profit ou de la perte sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments généralement ponctuels. Brookfield Renewable fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle et non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

Brookfield Renewable estime que la présentation de cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre son rendement d'exploitation.

Fonds provenant des activités

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour comparer le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables, principalement des éléments hors trésorerie qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement d'exploitation d'une entité, et les flux de trésorerie résiduels conservés pour financer les distributions et les initiatives de croissance.

Brookfield Renewable se sert des fonds provenant des activités pour évaluer son rendement avant l'incidence de l'impôt différé, de l'amortissement des immobilisations corporelles, de la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, du profit ou de la perte sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Brookfield Renewable utilise également cette mesure afin d'évaluer le ratio des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation par rapport au montant des distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite.

Brookfield Renewable estime que cette analyse et la présentation des fonds provenant des activités permettront à l'investisseur de mieux comprendre le rendement d'exploitation des activités.

Fonds provenant des activités ajustés

Les fonds provenant des activités ajustés représentent une mesure non conforme aux IFRS qui est utilisée par les investisseurs pour comparer le rendement d'exploitation d'une entité et les coûts des actifs sous-jacents sur de longues périodes de détention.

Brookfield Renewable définit les fonds provenant des activités ajustés comme les fonds provenant des activités, moins sa quote-part des dépenses d'investissement de maintien ajustées (fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme), lesquelles sont de nature récurrente et servent à maintenir la fiabilité et l'efficacité de nos actifs de production d'électricité.

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. Les fonds provenant des activités par part ne sauraient se substituer au bénéfice par action comme mesure de rendement et ne sont pas représentatifs des montants disponibles aux fins de distribution aux porteurs de parts de société en commandite.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2016

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les trimestres clos les 30 septembre :

PRODUCTION (GWh)	Variation des résultats						
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Production							
hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	1 733	2 117	2 280	2 114	(547)	3	(384)
Canada	1 071	952	1 216	1 162	(145)	(210)	119
	2 804	3 069	3 496	3 276	(692)	(207)	(265)
Colombie	2 554	-	3 571	-	(1 017)	-	2 554
Bésil	1 060	879	1 114	1 033	(54)	(154)	181
	6 418	3 948	8 181	4 309	(1 763)	(361)	2 470
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	228	185	269	269	(41)	(84)	43
Canada	143	155	238	238	(95)	(83)	(12)
	371	340	507	507	(136)	(167)	31
Europe	318	295	296	292	22	3	23
Bésil	200	137	208	148	(8)	(11)	63
	889	772	1 011	947	(122)	(175)	117
Divers	215	272	153	203	62	69	(57)
Total	7 522	4 992	9 345	5 459	(1 823)	(467)	2 530

Nous comparons la production réelle à la production moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence d'un facteur important qui influe sur la variabilité de nos résultats d'activité. À court terme, nous sommes conscients que les conditions hydrologiques et le régime des 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 assurée, quel que soit le volume d'énergie réel produit. 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. 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.

La production pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 a totalisé 7 522 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 9 345 GWh et une augmentation de 2 530 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production du portefeuille hydroélectrique s'est élevée à 6 418 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 8 181 GWh et une augmentation de 2 470 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 2 692 GWh. Dans notre portefeuille en Amérique du Nord, la production attribuable à nos centrales existantes aux États-Unis a reculé de 461 GWh. Ce recul s'explique par l'été sec qu'ont connu les régions du nord-est, partiellement neutralisé par la hausse de la production des centrales au Canada. Nous avons conservé une grande disponibilité pour l'ensemble de notre portefeuille, ce qui nous a permis de tirer le meilleur parti des ressources hydrauliques accessibles et de gérer activement nos réservoirs. Dans notre portefeuille au Brésil, l'amélioration continue des conditions hydrologiques s'est traduite par une production supérieure de 120 GWh.

La production du portefeuille éolien a atteint 889 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 011 GWh et une progression de 117 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de nos portefeuilles nord-américain et brésilien a augmenté en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'amélioration du régime des vents. La production de notre portefeuille européen a été supérieure à la moyenne à long terme et à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Se reporter à la rubrique « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 » qui présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement avec le résultat net pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	580 \$	337 \$
Autres produits ^{1, 2}	23	83
Coûts d'exploitation directs	(275)	(142)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	3
Coûts de service de gestion	(16)	(11)
Charge d'intérêts – emprunts	(159)	(107)
Perte latente sur les instruments financiers	(4)	(1)
Amortissement des immobilisations corporelles	(210)	(153)
Divers	6	(1)
(Charge) recouvrement d'impôt		
Exigible	(8)	(7)
Reporté	43	26
	35	19
Résultat net	(19)	27
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	3	2
Perte latente sur les instruments financiers	4	1
Amortissement des immobilisations corporelles	210	153
Divers	(6)	1
Recouvrement d'impôt différé	(43)	(26)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ¹	(65)	(71)
Actions privilégiées	(6)	(7)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(5)	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ³	(17)	(15)
Fonds provenant des activités ajustés ⁴	56	65
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ³	17	15
Fonds provenant des activités ⁴	73	80
Coûts de service de gestion	16	11
Charge d'intérêts – emprunts	159	107
Impôt exigible	8	7
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	71	37
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	5	-
BAIIA ajusté ⁴	332 \$	242 \$
Résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires	(18) \$	(9) \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite	(0,12) \$	(0,07) \$

¹⁾ En 2015, la vente d'une installation éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie a donné lieu à un profit de 53 millions \$. La quote-part du profit de Brookfield Renewable s'est élevée à 12 millions \$, selon la participation de 22 % dans l'installation, nette de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ En 2015, les accords de concession relatifs à deux centrales hydroélectriques au Brésil sont venus à échéance. Brookfield Renewable a décidé de ne pas renouveler ces accords en échange d'une indemnité de 17 millions \$.

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

⁴⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 ».

⁵⁾ La moyenne pondérée des parts de société en commandite en circulation au cours de la période était de 166,7 millions (143,3 millions en 2015).

Les produits se sont élevés à 580 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 243 millions \$.

Dans notre portefeuille hydroélectrique, la diminution des produits attribuable à la baisse de la production s'est élevée à 7 millions \$. La faiblesse relative des prix de l'électricité a eu également une incidence de 7 millions \$ sur les produits.

Dans notre portefeuille éolien, la hausse de la production pour la majorité de nos actifs éoliens a fourni un apport de 11 millions \$ aux produits.

La dépréciation du dollar américain en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 6 millions \$. Elle s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt et, compte tenu de notre programme de couverture du risque de change en cours, elle a eu une incidence nette sur les fonds provenant des activités de 2 millions \$.

La croissance récente de l'ensemble de notre portefeuille a compté pour une augmentation des produits de 220 millions \$.

Nos actifs hydroélectriques et de cogénération en Ontario ont été favorisés par un règlement à l'égard des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes des conventions d'achat d'électricité, lequel s'est traduit par un apport de 20 millions \$ aux produits.

La moyenne du total des produits par MWh compte tenu de l'ajustement en raison du règlement mentionné ci-dessus a été de 74 \$, une hausse de 6 \$ par MWh, ce qui reflète la hausse de la production des actifs ayant des prix relatifs plus élevés et la croissance du portefeuille.

Les coûts d'exploitation directs de 275 millions \$ représentent une augmentation de 133 millions \$, laquelle est surtout attribuable à la croissance de notre portefeuille.

La charge d'intérêts de 159 millions \$ représente une augmentation de 52 millions \$, qui a été entraînée largement par la croissance de notre portefeuille et la récente émission de billets à moyen terme.

Les coûts de service de gestion totalisant 16 millions \$ représentent une augmentation de 5 millions \$, attribuable surtout à la croissance de la structure du capital résultant de la récente émission de parts de société en commandite et à l'augmentation de la valeur marchande de nos parts de société en commandite.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'est élevée à 71 millions \$, et comprend un montant de 36 millions \$ attribuable à la récente croissance de notre portefeuille. Pour la période correspondante de l'exercice précédent, la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle comprenait un montant de 41 millions de dollars lié au profit à la vente de l'installation éolienne d'une puissance de 102 MW vendue au troisième trimestre de 2015.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 73 millions \$, soit une diminution de 7 millions \$ imputable aux écarts susmentionnés.

La perte nette s'élevant à 19 millions \$ représente une diminution de 46 millions \$ en regard du résultat du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de l'amortissement des immobilisations corporelles attribuable à la récente croissance de notre portefeuille.

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le principal décideur opérationnel de Brookfield Renewable pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Se reporter à la note 18, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

HYDROÉLECTRICITÉ

Les tableaux suivants présentent les résultats de nos activités hydroélectriques pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)							2016												
							Amérique du Nord												
							États-Unis			Canada		Total		Colombie		Brésil		Total	
Production (GWh) – MLT							2 280			1 216		3 496		3 571		1 114		8 181	
Production (GWh) – réelle							1 733			1 071		2 804		2 554		1 060		6 418	
Produits							142 \$			63 \$		205 \$		206 \$		60 \$		471 \$	
BAIIA ajusté ¹							67			45		112		90		45		247	
Fonds provenant des activités ¹							14 \$			28 \$		42 \$		12 \$		28 \$		82 \$	

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)							2015												
							Amérique du Nord												
							États-Unis			Canada		Total		Colombie		Brésil		Total	
Production (GWh) – MLT							2 114			1 162		3 276		s. o.		1 033		4 309	
Production (GWh) – réelle							2 117			952		3 069		s. o.		879		3 948	
Produits							153 \$			55 \$		208 \$		s. o.		49 \$		257 \$	
BAIIA ajusté ¹							89			43		132		s. o.		57		189	
Fonds provenant des activités ¹							29 \$			29 \$		58 \$		s. o.		42 \$		100 \$	

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 2 804 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 3 496 GWh et à celle de l'exercice précédent de 3 069 GWh. Nous avons profité des faibles conditions hydrologiques pour accélérer la réalisation de nos programmes de dépenses d'investissement et d'entretien d'envergure planifiés.

Les produits se sont élevés à 205 millions \$, ce qui représente une diminution de 3 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 42 millions \$, soit une baisse de 16 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 1 733 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 2 280 GWh et à celle de 2 117 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des apports d'eau inférieurs à la moyenne dans l'ensemble du portefeuille. Le portefeuille récemment acquis en Pennsylvanie a généré une production de 77 GWh.

Les produits se sont élevés à 142 millions \$, ce qui correspond à une diminution de 11 millions \$. La baisse de la production et la faiblesse relative des prix de l'électricité dans le nord-est des États-Unis ont eu une incidence sur les produits de respectivement 18 millions \$ et 2 millions \$. La récente croissance du portefeuille a ajouté 9 millions \$ aux produits et 1 million \$ aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 14 millions \$, soit une diminution de 15 millions \$ causée essentiellement par la baisse de la production.

Canada

La production du portefeuille a atteint 1 071 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 216 GWh et supérieure à celle de 952 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les apports d'eau relativement plus importants au cours du trimestre ont servi à remplir les réservoirs, ce qui nous place en bonne position pour le quatrième trimestre.

Les produits se sont élevés à 63 millions \$, ce qui correspond à une augmentation de 8 millions \$. Une hausse de la production et des produits attribuable à un règlement à l'égard de l'interprétation des indexations des prix pour la vente d'électricité aux termes de conventions d'achat d'électricité a ajouté 9 millions \$ aux produits.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 28 millions \$, ce qui représente une diminution de 1 million \$. Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, nous avons bénéficié d'un montant de 7 millions \$ tiré de notre programme de couverture du risque de change.

Colombie

La production du portefeuille s'est élevée à 2 554 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 3 571 GWh, en raison des apports d'eau en deçà de la moyenne, ce qui est conforme à nos attentes. Malgré la faiblesse des conditions hydrologiques, nous avons maintenu les niveaux de nos réservoirs afin de pouvoir tirer avantage de prix supérieurs de l'électricité attendus au quatrième trimestre.

Les produits et les fonds provenant des activités se sont fixés respectivement à 206 millions \$ et 12 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 1 060 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 114 GWh et supérieure à celle de 879 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration des conditions hydrologiques s'est poursuivie au cours du trimestre, et la production de nos centrales a augmenté de 120 GWh en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les actifs acquis au cours des 12 derniers mois ont enregistré une production de 61 GWh.

Les produits se sont élevés à 60 millions \$, ce qui correspond à une augmentation de 11 millions \$. L'augmentation de la production a été en partie neutralisée par la faiblesse des prix de l'électricité sur le marché à court terme, ce qui s'est traduit par un apport net de 2 millions \$ aux produits. La récente croissance de notre portefeuille et la dépréciation du dollar américain ont compté pour une augmentation de respectivement 4 millions \$ et 5 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 28 millions \$, soit une baisse de 14 millions \$. Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, nous avons tiré avantage d'une indemnité de 17 millions \$ liée à notre décision de ne pas renouveler les accords de concession venus à échéance pour deux centrales au Brésil.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Les tableaux suivants présentent les résultats de nos activités hydroélectriques pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2016					
		Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
		États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT		269	238	507	296	208	1 011
Production (GWh) – réelle		228	143	371	318	200	889
Produits		26 \$	16 \$	42 \$	30 \$	11 \$	83 \$
BAlIA ajusté ¹		17	12	29	16	10	55
Fonds provenant des activités ¹		6 \$	5 \$	11 \$	4 \$	3 \$	18 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2015					
		Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
		États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT		269	238	507	292	148	947
Production (GWh) – réelle		185	155	340	295	137	772
Produits		23 \$	16 \$	39 \$	25 \$	6 \$	70 \$
BAlIA ajusté ¹		26	10	36	15	5	56
Fonds provenant des activités ¹		15 \$	3 \$	18 \$	3 \$	1 \$	22 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 371 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 507 GWh et supérieure à celle de 340 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 42 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 3 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 11 millions \$, soit une baisse de 7 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 228 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 269 GWh et supérieure à la production de 185 GWh enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de l'amélioration du régime des vents.

Les produits se sont élevés à 26 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 3 millions \$ causée par la hausse de la production, en partie annulée par la faiblesse relative des prix.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 6 millions \$, soit une diminution de 9 millions \$. Pour la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons tiré avantage de notre quote-part de 12 millions \$ du profit à la vente d'une installation éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie.

Canada

La production du portefeuille s'est élevée à 143 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 238 GWh et à la production de 155 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 16 millions \$, soit comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des produits tirés de la réduction de production a été en partie annulée par une baisse de la production par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 5 millions \$, soit une augmentation de 2 millions \$.

Europe

La production du portefeuille s'est élevée à 318 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 296 GWh et à la production de 295 GWh enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'apport de l'installation éolienne mise en service au cours du trimestre considéré a été de 7 GWh.

Les produits ont atteint 30 millions \$, soit une hausse de 5 millions \$. La hausse de la production et la récente croissance de notre portefeuille ont ajouté respectivement 3 millions \$ et 1 million \$ aux produits.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 4 millions \$, soit une augmentation de 1 million \$.

Brésil

La production du portefeuille s'est élevée à 200 GWh, ce qui est stable par rapport à la production moyenne à long terme de 208 GWh et supérieure à la production enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent qui avait atteint 137 GWh en raison de l'amélioration du régime des vents.

Les produits totalisant 11 millions \$ affichent une hausse de 5 millions \$ imputable surtout à la hausse de la production.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 3 millions \$, soit une augmentation de 2 millions \$.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LA PÉRIODE DE NEUF MOIS CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2016

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

					Variation des résultats		
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
PRODUCTION (GWh)							
Production							
hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	7 845	7 582	9 080	8 566	(1 235)	(984)	263
Canada	4 149	3 792	3 956	3 971	193	(179)	357
	11 994	11 374	13 036	12 537	(1 042)	(1 163)	620
Colombie	6 966	-	9 333	-	(2 367)	-	6 966
Brésil	3 168	2 451	3 455	2 976	(287)	(525)	717
	22 128	13 825	25 824	15 513	(3 696)	(1 688)	8 303
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	732	746	894	1 048	(162)	(302)	(14)
Canada	649	671	854	854	(205)	(183)	(22)
	1 381	1 417	1 748	1 902	(367)	(485)	(36)
Europe	1 067	1 072	1 073	1 050	(6)	22	(5)
Brésil	462	322	390	294	72	28	140
	2 910	2 811	3 211	3 246	(301)	(435)	99
Divers	305	579	305	415	-	164	(274)
Total	25 343	17 215	29 340	19 174	(3 997)	(1 959)	8 128

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la production a totalisé 25 343 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme qui était de 29 340 GWh et une progression de 8 128 GWh par rapport à la production enregistrée à la période correspondante de l'exercice précédent.

La production du portefeuille hydroélectrique s'est élevée à 22 128 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme qui était de 25 824 GWh et une progression de 8 303 GWh par rapport à la production enregistrée à la période correspondante de l'exercice précédent. En Amérique du Nord, la production hydroélectrique a augmenté en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des apports d'eau relativement plus importants. Au Brésil, la production de notre portefeuille hydroélectrique est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme et a connu une hausse comparativement à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. L'apport découlant de la récente croissance du portefeuille et de la production supplémentaire par suite de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent s'est élevé à 7 679 GWh.

La production du portefeuille éolien a totalisé 2 910 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme qui était de 3 211 GWh et une progression par rapport à la production de 2 811 GWh enregistrée à la période correspondante de l'exercice précédent. La production du portefeuille éolien nord-américain a été comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, mais tout de même inférieure à la moyenne à long terme. La production du portefeuille éolien européen est demeurée stable par rapport à la moyenne à long terme et comparable à la production de la période correspondante de l'exercice précédent. Au Brésil, la production de notre portefeuille éolien a été supérieure à la moyenne à long terme et à la production de la période correspondante de l'exercice précédent. La production supplémentaire par suite de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent s'est élevée à 113 GWh.

Se reporter à la rubrique « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 » qui présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre.

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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	1 881 \$	1 236 \$
Autres produits ^{1, 2}	55	116
Coûts d'exploitation directs	(780)	(410)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	10
Coûts de service de gestion	(46)	(38)
Charge d'intérêts – emprunts	(447)	(326)
Perte latente sur les instruments financiers	(6)	(9)
Amortissement des immobilisations corporelles	(593)	(472)
Divers	(6)	(15)
(Charge) recouvrement d'impôt		
Exigible	(20)	(17)
Reporté	2	38
	(18)	21
Résultat net	41	113
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	7	8
Perte latente sur les instruments financiers	6	9
Amortissement des immobilisations corporelles	593	472
Divers	6	15
Charge d'impôt différé	(2)	(38)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ¹	(256)	(177)
Actions privilégiées	(19)	(23)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(11)	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ³	(50)	(45)
Fonds provenant des activités ajustés ⁴	315	334
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ³	50	45
Fonds provenant des activités ⁴	365	379
Coûts de service de gestion	46	38
Charge d'intérêts – emprunts	447	326
Impôt exigible	20	17
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	275	159
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	11	-
BAIIA ajusté ⁴	1 164 \$	919 \$
Résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires	(10) \$	15 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite ⁵	(0,07) \$	0,10 \$

¹⁾ En 2015, la vente d'une installation éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie a donné lieu à un profit de 53 millions \$. La quote-part du profit de Brookfield Renewable s'est élevée à 12 millions \$, selon la participation de 22 % dans l'installation, nette de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ En 2015, les accords de concession relatifs à deux centrales hydroélectriques au Brésil sont venus à échéance. Brookfield Renewable a décidé de ne pas renouveler ces accords en échange d'une indemnité de 17 millions \$.

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

⁴⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ».

⁵⁾ La moyenne pondérée des parts de société en commandite en circulation au cours de la période était de 152,9 millions (143,4 millions en 2015).

Les produits se sont élevés à 1 881 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 645 millions \$.

Dans notre portefeuille hydroélectrique, l'augmentation de la production a représenté 91 millions \$ de produits. L'accroissement du prix en fonction de la puissance, les produits accessoires et les indexations

annuelles de nos conventions d'achat d'électricité ont été neutralisés par la faiblesse relative des prix de l'électricité dans le nord-est des États-Unis et au Brésil, laquelle a eu une incidence nette de 69 millions \$ sur les produits.

Dans notre portefeuille éolien, l'accroissement des apports provenant des indexations annuelles de nos conventions d'achat d'électricité, des produits tirés de la réduction de production et l'augmentation de la production se sont élevés à 22 millions \$.

L'appréciation du dollar américain en regard du taux de change de la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits de 40 millions \$. Elle s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt et, compte tenu de notre programme de couverture du risque de change en cours, elle a ramené l'incidence nette sur les fonds provenant des activités à 31 millions \$.

La croissance récente de l'ensemble de notre portefeuille a compté pour une augmentation des produits de 646 millions \$.

La moyenne du total des produits par MWh s'est fixée à 73 \$, soit une augmentation de 1 \$ par MWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. L'apport de nos actifs acquis récemment, dont les produits par MWh sont relativement plus élevés, a été en partie neutralisé par l'augmentation de la production des actifs assortis de prix relativement plus bas et l'appréciation du dollar américain qui a eu des répercussions sur nos produits libellés en dollars canadiens, en euros et en réals brésiliens.

Les coûts d'exploitation directs de 780 millions \$ représentent une augmentation de 370 millions \$. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 356 millions \$.

La charge d'intérêts de 447 millions \$ représente une augmentation de 121 millions \$. La croissance du portefeuille a donné lieu à un apport de 122 millions \$.

Les coûts de service de gestion totalisant 46 millions \$ représentent une augmentation de 8 millions \$, attribuable surtout au renforcement de notre assise financière.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'élevant à 275 millions \$ comprend l'apport de 131 millions \$ attribuable à la récente croissance de notre portefeuille. Pour la période correspondante de l'exercice précédent, la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle comprenait un montant de 45 millions \$ lié à l'installation éolienne d'une puissance de 102 MW vendue au cours du troisième trimestre de 2015.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 365 millions \$, soit une diminution de 14 millions \$ imputable aux écarts susmentionnés.

Le résultat net s'est élevé à 41 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 72 millions \$ par rapport à celui de la période correspondante de l'exercice précédent.

INFORMATIONS SECTORIELLES

HYDROÉLECTRICITÉ

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

		2016					
		Amérique du Nord			Colombie	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total				
Production (GWh) – MLT	9 080	3 956	13 036	9 333	3 455	25 824	
Production (GWh) – réelle	7 845	4 149	11 994	6 966	3 168	22 128	
Produits	559 \$	248 \$	807 \$	601 \$	158 \$	1 566 \$	
BAIIA ajusté ¹	352	216	568	272	116	956	
Fonds provenant des activités ¹	156 \$	167 \$	323 \$	33 \$	71 \$	427 \$	

		2015					
		Amérique du Nord			Colombie	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total				
Production (GWh) – MLT	8 566	3 971	12 537	s. o.	2 976	15 513	
Production (GWh) – réelle	7 582	3 792	11 374	s. o.	2 451	13 825	
Produits	546 \$	245 \$	791 \$	s. o.	155 \$	946 \$	
BAIIA ajusté ¹	365	214	579	s. o.	134	713	
Fonds provenant des activités ¹	165 \$	165 \$	330 \$	s. o.	97 \$	427 \$	

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 11 994 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 13 036 GWh et supérieure à la production de 11 374 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent. L'incidence de la forte production au premier trimestre a été en partie neutralisée par des apports d'eau inférieurs à la moyenne aux deuxième et troisième trimestres de l'exercice en cours.

Les produits se sont élevés à 807 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 16 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 323 millions \$, soit une baisse de 7 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 7 845 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 9 080 GWh et supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent de 7 582 GWh, principalement en raison de l'apport du portefeuille acquis récemment en Pennsylvanie de 310 GWh.

Les produits se sont élevés à 559 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 13 millions \$. La baisse relative des prix de l'électricité dans le nord-est des États-Unis a été partiellement neutralisée par l'accroissement du prix en fonction de la puissance et des services auxiliaires, donnant lieu à une incidence nette de 41 millions \$. L'augmentation de la production et la récente croissance de notre portefeuille ont fourni des apports de respectivement 34 millions \$ et 19 millions \$ aux produits.

La diminution du rendement de la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence a été de 12 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 156 millions \$, soit une baisse de 9 millions \$.

Canada

La production du portefeuille a atteint 4 149 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 3 956 GWh et aussi supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent de 3 792 GWh, principalement en raison des apports d'eau supérieurs à la moyenne dans notre portefeuille du Québec.

Les produits se sont élevés à 248 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 3 millions \$. L'augmentation de la production a fourni un apport de 18 millions \$ aux produits. Une hausse des services auxiliaires et des indexations des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité ainsi que le règlement à l'égard de l'interprétation des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes des conventions d'achat d'électricité ont fourni un apport de 6 millions \$ aux produits. L'appréciation du dollar américain a réduit les produits de 21 millions \$; cependant, les coûts d'exploitation et d'emprunt ont également été touchés, ce qui a entraîné une diminution nette de 17 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 167 millions \$, soit une hausse de 2 millions \$.

Colombie

La production du portefeuille a atteint 6 966 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 9 333 GWh en raison des apports d'eau en deçà de la moyenne. Nous avons conservé une grande disponibilité dans l'ensemble du portefeuille et continué à gérer activement nos réservoirs.

Les produits et les fonds provenant des activités se sont élevés respectivement à 601 millions \$ et 33 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 3 168 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 3 455 GWh et supérieure à celle de 2 451 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent. Les conditions hydrologiques ont continué à s'améliorer en 2016, ce qui s'est traduit par une hausse de 314 GWh. L'apport découlant de la récente croissance du portefeuille et de la production supplémentaire par suite de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent s'est élevé à 403 GWh.

Les produits s'élevant à 158 millions \$ affichent une augmentation de 3 millions \$. Les produits tirés de la hausse de la production ont été en partie neutralisés par une faiblesse relative des prix de l'électricité dans le marché à court terme, ce qui s'est traduit par un apport net de 8 millions \$. La croissance de notre portefeuille a fourni un apport de 20 millions \$ aux produits. Au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons bénéficié d'un montant de 10 millions \$ reçu au titre du règlement de questions liées au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique. L'appréciation du dollar américain a réduit les produits de 15 millions \$; cependant, les coûts d'exploitation et d'emprunt ont également été touchés, ce qui a entraîné une diminution nette de 6 millions \$ des fonds provenant des activités.

Pour la période correspondante de l'exercice précédent, les autres produits comprenaient un montant de 17 millions \$ lié à l'indemnité reçue par suite de notre décision de ne pas renouveler les accords de concession de deux centrales hydroélectriques.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 71 millions \$, soit une diminution de 26 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités de production d'énergie éolienne pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2016					
		Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
		États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT		894	854	1 748	1 073	390	3 211
Production (GWh) – réelle		732	649	1 381	1 067	462	2 910
Produits		86 \$	68 \$	154 \$	101 \$	24 \$	279 \$
BAIIA ajusté ¹		60	55	115	61	21	197
Fonds provenant des activités ¹		20 \$	35 \$	55 \$	15 \$	4 \$	74 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2015					
		Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
		États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT		1 048	854	1 902	1 050	294	3 246
Production (GWh) – réelle		746	671	1 417	1 072	322	2 811
Produits		82 \$	72 \$	154 \$	93 \$	16 \$	263 \$
BAIIA ajusté ¹		65	57	122	70	15	207
Fonds provenant des activités ¹		20 \$	34 \$	54 \$	23 \$	4 \$	81 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 1 381 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 748 GWh et comparable à celle de 1 417 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 154 millions \$, ce qui équivaut à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 55 millions \$, soit une hausse de 1 million \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 732 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 894 GWh, mais supérieure à celle de 621 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent, surtout en raison d'un fort régime des vents en Californie. L'installation éolienne de 102 MW en Californie, qui été vendue au cours du troisième trimestre de 2015, avait fourni un apport de 125 GWh au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits se sont établis à 86 millions \$, soit une hausse de 4 millions \$. Les produits tirés de la hausse de la production ont entraîné un apport net de 13 millions \$. Le produit tiré d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes relativement aux conséquences entraînées par le sillage a fourni un apport de 6 millions \$. L'installation éolienne en Californie, d'une puissance de 102 MW, qui a été vendue au début du troisième trimestre de 2015, avait contribué aux produits à hauteur de 13 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 20 millions \$, ce qui est comparable à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Canada

La production du portefeuille a atteint 649 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 854 GWh et légèrement en deçà de la production de 671 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 68 millions \$ affichent une baisse de 4 millions \$. Les produits tirés d'une augmentation des services auxiliaires et des indexations des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité ont été annulés par la baisse de la production. L'appréciation du dollar américain a donné lieu à une diminution de 4 millions \$ des produits qui a également touché les coûts d'exploitation et d'emprunt, entraînant une diminution nette de 2 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 35 millions \$, soit une hausse de 1 million \$.

Europe

La production du portefeuille a atteint 1 067 GWh, ce qui est comparable à la moyenne à long terme de 1 073 GWh et à celle de 1 072 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation attribuable à l'amélioration du régime des vents aux premier et troisième trimestres de l'exercice considéré a été annulée par les conditions météorologiques plus clémentes au deuxième trimestre de l'exercice considéré. L'apport de l'installation éolienne mise en service au cours du troisième trimestre a été de 7 GWh.

Les produits se sont élevés à 101 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 8 millions \$ attribuable à l'installation éolienne mise en service au cours du troisième trimestre et à la production accrue aux premier et troisième trimestres.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 15 millions \$, soit une baisse de 8 millions \$. La baisse est principalement imputable au programme de couverture du risque de change qui avait fourni un apport de 8 millions \$ à la période correspondante de l'exercice précédent.

Brésil

La production provenant du portefeuille de 462 GWh a été supérieure à la moyenne à long terme de 390 GWh et à celle de 322 GWh de la période correspondante de l'exercice précédent. La production supplémentaire par suite de l'apport pendant une période complète des actifs acquis s'est élevée à 113 GWh.

Les produits totalisant 24 millions \$ affichent une hausse de 8 millions \$, attribuable surtout à la hausse de la production et à la croissance de notre portefeuille.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 4 millions \$, ce qui est comparable à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

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 futurs 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'électricité 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'électricité 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 en date du 31 décembre 2015. Ainsi, dans l'année d'acquisition, les actifs de production d'électricité 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 25,4 milliards \$ au 30 septembre 2016, contre 18,4 milliards \$ au 31 décembre 2015. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le placement dans Isagen, l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 51 MW au Brésil, l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique de 296 MW en Pennsylvanie et l'acquisition d'un projet de développement éolien en Irlande d'une puissance de 19 MW se sont élevés à 5 722 millions \$, ce qui reflète la répartition provisoire des prix d'acquisition à la juste valeur. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, Brookfield Renewable a eu accès à suffisamment d'informations sur deux projets de développement éolien en Irlande pour pouvoir déterminer la juste valeur au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés. Par conséquent, les immobilisations en cours associées à ces projets ont été réévaluées, ce qui a donné lieu à une augmentation de la juste valeur de 54 millions \$. Le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont totalisé 249 millions \$. Les immobilisations corporelles ont grimpé de 1 631 millions \$ en raison des variations de change liées à la dépréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 593 millions \$, qui est beaucoup plus élevée que le montant 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'électricité acquis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, le tableau suivant résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation, des prix de l'électricité et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations corporelles aux 31 décembre :

(EN MILLIARDS)	2015	2014
Augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation	(1,3) \$	(1,3) \$
Diminution de 50 points de base des taux d'actualisation	1,6	1,5
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'électricité	0,6	0,5
Diminution de 5 % des prix futurs de l'électricité	(0,6)	(0,5)
Augmentation de 50 points de base du taux de capitalisation final ¹	(0,4)	(0,3)
Diminution de 50 points de base du taux de capitalisation final ¹	0,4	0,4

¹⁾ Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques en Amérique du Nord.

Les valeurs finales sont incluses dans l'évaluation des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord. 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 des actifs compte non tenu de la valeur du renouvellement potentiel. La durée résiduelle moyenne pondérée de l'autorisation ou de la durée d'utilité des actifs au Brésil était de 18 ans au 31 décembre 2015 (15 ans en 2014). 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 au Brésil, la juste valeur des immobilisations corporelles augmenterait de près de 1 milliard \$. Se reporter à la note 12, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », de nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Structure du capital

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 30 septembre 2016, la dette à long terme avait augmenté par rapport à celle au 31 décembre 2015 en raison de la croissance du portefeuille et de l'appréciation relative de la dette libellée en monnaie locale par rapport au dollar américain. Le ratio d'endettement est demeuré stable par rapport au ratio au 31 décembre 2015.

Le tableau suivant présente le total de la structure du capital et le ratio d'endettement à la valeur comptable au 30 septembre 2016 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Facilités de crédit ¹	446 \$	368 \$
Emprunts de la société ²	1 822	1 368
Emprunts des filiales ³	8 137	5 602
Dette à long terme	10 405	7 338
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 761	2 538
Capitaux propres	12 336	8 763
Total de la structure du capital	26 502 \$	18 639 \$
Ratio d'endettement	39 %	39 %

¹⁾ Facilités de crédit non garanties de la société, assorties d'une garantie de Brookfield Renewable.

²⁾ Les montants ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Brookfield Renewable.

³⁾ Sans recours, garantis par des actifs précis de certaines filiales de Brookfield Renewable.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, nous avons réalisé les financements ci-après :

Facilités de crédit

En juin 2016, nous avons relevé le plafond d'emprunt aux termes des facilités de crédit de la société, le faisant passer de 1 560 millions \$ à 1 690 millions \$, et prorogé l'échéance au 30 juin 2021.

Emprunts de la société

En août 2016, nous avons émis des billets à moyen terme d'un montant en capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$) échéant en janvier 2027 et portant intérêt à un taux fixe de 3,63 %.

Emprunts des filiales

En janvier 2016, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons obtenu 750 millions \$ en financement sans recours garanti dans le cadre de l'acquisition des actions d'Isagen. Les emprunts sans recours de 750 millions \$ comprennent des emprunts à terme libellés en dollars américains et en COP et

une facilité de crédit renouvelable libellée en dollars américains. Les emprunts libellés en dollars américains portent intérêt au taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL ») majoré d'une marge de 2,50 % et les prêts libellés en COP, au taux de l'IBR majoré de 3,90 %. Tous les emprunts à terme viennent à échéance en janvier 2021, tandis que la facilité de crédit vient à échéance en juillet 2019 (mais comporte une clause permettant de reporter l'échéance). En outre, Isagen avait des emprunts de société dont le solde en capital s'élevait à 3 850 milliards de COP (1 143 millions \$). Les emprunts portaient intérêt à un taux variable, dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 11,44 %, et leur durée moyenne pondérée à courir était d'environ neuf ans à la date de l'acquisition initiale. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

En mars 2016, nous avons augmenté la dette associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 488 MW en Ontario au moyen d'une émission d'obligations d'un montant en capital de 150 millions \$ CA (112 millions \$). Les obligations portent intérêt à un taux de 3,41 % et viennent à échéance en novembre 2020.

En mars 2016, nous avons augmenté la dette associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 349 MW en Ontario au moyen d'une émission d'obligations d'un montant en capital de 50 millions \$ CA (38 millions \$). Les obligations portent intérêt à un taux de 3,24 % et viennent à échéance en juin 2023.

En mars 2016, nous avons refinancé l'emprunt associé à notre portefeuille éolien de 123 MW au Portugal en contractant un emprunt à long terme de 88 millions € (98 millions \$), une facilité de fonds de roulement de 5 millions € (6 millions \$) et une facilité de réserve pour le service de la dette de 7 millions € (8 millions \$); parallèlement, nous avons remboursé un encours de 70 millions € (78 millions \$). La dette à long terme porte actuellement intérêt au taux interbancaire européen, majoré d'une marge de 2,75 %.

En avril 2016, parallèlement à la clôture de l'acquisition du portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 296 MW en Pennsylvanie, nous avons obtenu un financement de 315 millions \$. La dette porte actuellement intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 1,50 %.

En avril 2016, Isagen a modifié les dispositions d'un emprunt de 367 milliards de COP (122 millions \$) afin de reporter son échéance à décembre 2025.

En mai 2016, nous avons refinancé un emprunt de 190 millions \$ et une facilité de lettre de crédit de 9 millions \$ associés à un portefeuille hydroélectrique de 377 MW au Tennessee et en Caroline du Nord. L'emprunt et la facilité de lettre de crédit portent actuellement intérêt au TIOL américain majoré d'une marge de 2,75 %.

En juin 2016, nous avons remboursé 63 millions \$ sur une convention d'achat de billets de 174 millions \$ associée à une installation éolienne en Californie de 120 MW. Parallèlement, nous avons obtenu à l'égard de ce même actif un financement de 43 millions \$ sur 7 ans, ce qui a porté la dette totale à 154 millions \$. La nouvelle dette porte actuellement intérêt au TIOL américain majoré d'une marge de 2,75 %.

En août 2016, nous avons refinancé un emprunt de 75 millions \$ associé à un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund. L'emprunt porte actuellement intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,75 %, et vient à échéance en août 2019.

En août 2016, nous avons refinancé la dette associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 75 MW en Colombie-Britannique au moyen d'une émission d'obligations d'un montant en capital de 80 millions \$ CA (61 millions \$). Les obligations portent intérêt à un taux de 4,45 % et viennent à échéance en août 2026.

En septembre 2016, Isagen a émis des obligations d'un montant en capital de 300 milliards de COP (101 millions \$) et a affecté une tranche du produit au remboursement d'obligations existantes d'un montant en capital de 199 milliards de COP (67 millions \$) venant à échéance au cours du même mois. Les

nouvelles obligations se composent d'une tranche de 202 milliards de COP (68 millions \$) portant intérêt à un taux fixe de 8,19 % et venant à échéance en septembre 2023 et d'une tranche de 98 milliards de COP (33 millions \$) portant intérêt au taux fondé sur l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, majoré de 3,78 % et venant à échéance en septembre 2028.

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, nos facilités de crédit et le produit tiré de l'émission de titres sur les marchés publics et les marchés financiers privés.

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

	30 sept. 2016	31 déc. 2015
(EN MILLIONS)		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	232 \$	63 \$
Moins : Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(129)	(23)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Brookfield Renewable	103	40
Facilités de crédit		
Facilités de crédit autorisées	1 890	1 760
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ¹	(446)	(368)
Lettres de crédit émises	(240)	(218)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 204	1 174
Liquidités disponibles	1 307 \$	1 214 \$

¹⁾ Les montants ne sont pas garantis et sont renouvelables. Le taux d'intérêt correspond au TIOL, majoré de 1,20 % (majoré de 1,20 % au 31 décembre 2015).

Dettes à long terme et facilités de crédit

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et des intérêts à payer au 30 septembre 2016 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts des filiales ¹							
Amérique du Nord							
États-Unis	61 \$	778 \$	759 \$	130 \$	527 \$	1 200 \$	3 455 \$
Canada	17	49	51	50	300	1 187	1 654
	78	827	810	180	827	2 387	5 109
Colombie	7	82	96	296	99	1 453	2 033
Europe	36	46	50	52	59	418	661
Brésil	10	34	46	48	44	220	402
	131	989	1 002	576	1 029	4 478	8 205
Emprunts de la société et facilités de crédit ¹	229	-	152	-	343	1 550	2 274
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	1	6	5	6	416	434
	360 \$	990 \$	1 160 \$	581 \$	1 378 \$	6 444 \$	10 913 \$

¹⁾ Les emprunts des filiales et les emprunts et facilités de crédit de la société comprennent des primes non amorties et des coûts de financement différés de respectivement 2 millions \$ et 76 millions \$.

Les emprunts des filiales et de la société venant à échéance en 2016 et en 2017 devraient être refinancés ou remboursés à l'échéance ou par anticipation. Ces emprunts comprennent une série de nos billets à moyen terme et des emprunts des filiales associés à notre portefeuille hydroélectrique en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York.

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 2020 à des conditions acceptables 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 présente comme suit :

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	30 sept. 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2016	31 déc. 2015
	Emprunts de la société	6,7	6,5	4,7
Emprunts des filiales ¹	8,2	9,3	6,3	5,5
Facilités de crédit	4,8	4,5	1,8	1,4

¹⁾ Le taux d'intérêt moyen des emprunts des filiales a augmenté et leur durée moyenne a diminué par rapport à ceux au 31 décembre 2015, du fait principalement de l'ajout du financement sans recours lié à notre placement initial dans Isagen.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, nous avons émis des billets à moyen terme d'un montant en capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$) échéant en janvier 2027, réduisant du coup l'ensemble de nos coûts liés aux emprunts de la société, les faisant passer de 5,0 % à 4,7 %, et augmentant la durée moyenne. Par suite du remboursement des billets de série 6 (300 millions \$ CA) venant à échéance le 30 novembre 2016, le taux d'intérêt moyen pondéré des emprunts de la société diminuera pour s'établir à 4,5 %, tandis que la durée moyenne pondérée augmentera pour atteindre 7,5 ans.

PROFIL DES CONTRATS

Le profil largement prévisible de nos produits des activités ordinaires s'appuie sur des conventions d'achat d'électricité à long terme d'une durée résiduelle moyenne pondérée de 16 ans (au prorata). 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 conservons 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 aux changements climatiques 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	Reste de 2016	2017	2018	2019	2020
Production (GWh)					
Production visée par contrat¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	2 321	10 406	7 887	7 000	7 000
Canada	1 219	5 173	5 173	5 162	3 582
	3 540	15 579	13 060	12 162	10 582
Colombie	2 954	10 544	7 405	5 113	2 106
Brésil	1 018	3 904	3 606	3 439	3 172
	7 512	30 027	24 071	20 714	15 860
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	189	977	977	977	977
Canada	343	1 197	1 197	1 197	1 197
	532	2 174	2 174	2 174	2 174
Europe	423	1 440	1 440	1 440	1 303
Brésil	131	560	560	560	560
	1 086	4 174	4 174	4 174	4 037
Divers	265	682	734	734	734
	8 863	34 883	28 979	25 622	20 631
Production non visée par contrat	1 758	6 722	12 626	15 983	21 266
Moyenne à long terme totale	10 621	41 605	41 605	41 605	41 897
Moyenne à long terme au prorata ³	6 128	24 425	24 425	24 425	24 612
Production visée par contrat – au 30 septembre 2016					
% de la production totale	83 %	84 %	70 %	62 %	49 %
% de la production totale au prorata	90 %	90 %	81 %	76 %	64 %
Prix par MWh – production totale	63 \$	62 \$	65 \$	68 \$	73 \$
Prix par MWh – production totale au prorata	66	66	68	69	72

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 647 GWh pour 2016, de 3 406 GWh pour 2017 et de 887 GWh pour 2018 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.

Le profil des contrats reflète les contrats d'achat d'électricité et les contrats financiers associés aux acquisitions et aux actifs en cours de construction suivants au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :

- Portefeuille hydroélectrique et de cogénération d'une puissance de 3 032 MW en Colombie
- Portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 51 MW au Brésil
- Portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 296 MW en Pennsylvanie
- Actif de production d'énergie alimentée à la biomasse d'une puissance de 55 MW, en cours de construction au Brésil

Nous demeurons concentrés sur la renégociation des contrats relatifs à notre production à des conditions acceptables, lorsque les contrats en vigueur viennent à échéance, et nous négocierons en fonction de prix correspondant à notre vision à long terme ou supérieurs à celle-ci.

La majorité des conventions d'achat d'électricité à long terme de Brookfield Renewable 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 se compose de Brookfield (41 %), d'organismes publics d'électricité (17 %), d'utilisateurs industriels (28 %) et de sociétés de distribution (14 %), le tout au prorata.

RÉSUMÉ DES BILANS CONSOLIDÉS

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des bilans consolidés intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Actifs courants	969 \$	600 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	202	197
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 401	18 358
Goodwill	933	-
Total de l'actif	28 063	19 507
Dette à long terme et facilités de crédit	10 405	7 338
Passifs d'impôt différé	3 959	2 695
Total du passif	15 727	10 744
Total des capitaux propres	12 336	8 763
Total du passif et des capitaux propres	28 063	19 507

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Développement et construction

Le solde des coûts de développement liés aux trois projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 72 MW, à une installation alimentée à la biomasse au Brésil d'une puissance de 55 MW et à deux projets éoliens en Europe d'une puissance combinée de 43 MW devrait s'élever à 187 millions \$. L'installation alimentée à la biomasse est quasi achevée et devrait être pleinement en exploitation au cours du quatrième trimestre; les deux projets hydroélectriques d'une puissance combinée de 53 MW et les deux projets éoliens devraient être pleinement en exploitation en 2017. Le projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW devrait être pleinement en exploitation en 2018.

Engagements et éventualités

Brookfield Renewable, au nom de ses filiales, et les 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 à la bonne exécution. Se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » pour de plus amples renseignements.

Brookfield Renewable, de concert avec ses investisseurs institutionnels, a 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 à la bonne exécution se rapportant à des participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund et Brookfield Infrastructure Fund II. Au 30 septembre 2016, les lettres de crédit émises s'élevaient à 109 millions \$ (71 millions \$ au 31 décembre 2015).

Les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable ont également 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 à la bonne exécution. Au 30 septembre 2016, les lettres de crédit émises par les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de

Brookfield Renewable s'élevaient respectivement à 410 millions \$ et 16 millions \$ (respectivement 118 millions \$ et 16 millions \$ au 31 décembre 2015).

Une partie intégrante de notre stratégie consiste à participer avec des investisseurs institutionnels à des fonds d'infrastructures parrainés par Brookfield, lesquels visent des acquisitions correspondant au profil de Brookfield Renewable. Dans le cours normal des activités, Brookfield Renewable s'est engagée auprès des fonds d'infrastructures parrainés par Brookfield à financer ces acquisitions cibles à l'avenir, le cas échéant.

Garanties

Dans le cours normal des activités, nous signons des conventions prévoyant des indemnisations et des garanties en faveur 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 indemnités 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 10, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015.

Brookfield Renewable a également conclu un certain nombre de conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles celle-ci, à titre de membre dirigeant d'entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund, à Brookfield Infrastructure Fund II et à Brookfield Infrastructure Fund III, 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 intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	2015	les 30 septembre	les 30 septembre
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	95 \$	95 \$	414 \$	350 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	2	6	6
	96 \$	97 \$	420 \$	356 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(2) \$	(1) \$	(3) \$	(5) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(17)	(17)
Services d'assurance	(10)	(7)	(29)	(20)
	(18) \$	(14) \$	(49) \$	(42) \$
Coûts de service de gestion	(16) \$	(11) \$	(46) \$	(38) \$

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	170 \$	160 \$	534 \$	556 \$
Activités de financement	(83)	(179)	2 661	134
Activités d'investissement	(67)	24	(3 052)	(716)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	2	(12)	26	(18)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	22 \$	(7) \$	169 \$	(44) \$

Au 30 septembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 232 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 169 millions \$ depuis le 31 décembre 2015.

Activités d'exploitation

Pour le troisième trimestre de 2016, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 170 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 10 millions \$ sur 12 mois.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 534 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 22 millions \$ sur 12 mois.

Activités de financement

Pour le troisième trimestre de 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 83 millions \$. Le montant de 777 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts avait trait aux emprunts et facilités de crédit des filiales et était lié à la croissance de notre portefeuille. Le montant de 363 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait aux emprunts et aux facilités de crédit des filiales. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation liés à l'acquisition d'un actif de développement éolien en Irlande et au placement dans Isagen ont totalisé 289 millions \$. Le montant de 608 millions \$ a été payé en contrepartie des actions détenues par les actionnaires publics d'Isagen achetées lors de la deuxième OPA obligatoire et comprend des coûts découlant de l'acquisition de 3 millions \$.

Pour le troisième trimestre de 2016, les distributions versées aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP se sont élevées à 136 millions \$ (115 millions \$ en 2015). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ont été de 42 millions \$ (100 millions \$ en 2015). Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique « Dividendes et distributions ».

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 2 661 millions \$. Le montant de 2 407 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts avait trait aux emprunts et facilités de crédit des filiales et était lié à la croissance de notre portefeuille. Le montant de 857 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait aux emprunts et aux facilités de crédit des filiales. Les apports en capital

des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation liés à l'acquisition d'Isagen, à l'acquisition d'un actif de développement éolien en Irlande et à l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie ont totalisé 2 333 millions \$. Le montant de 1 540 millions \$ a été payé en contrepartie des actions détenues par les actionnaires publics d'Isagen achetées lors des OPA obligatoires, lequel comprend des coûts découlant de l'acquisition de 6 millions \$. L'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées a généré un produit net de respectivement 657 millions \$ et 147 millions \$. Se reporter aux rubriques « Capitaux propres des commanditaires » et « Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiés ».

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les distributions versées aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP se sont élevées à 386 millions \$ (346 millions \$ en 2015). Nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,78 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 12 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ont été de 100 millions \$ (214 millions \$ en 2015). Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique « Dividendes et distributions ».

Activités d'investissement

Pour le troisième trimestre de 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 67 millions \$. Notre acquisition d'un actif de développement éolien en Irlande s'est élevée à 8 millions \$. Nos investissements continus dans le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont atteint 69 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 34 millions \$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 3 052 millions \$. Nos investissements étaient liés à l'acquisition d'Isagen, d'un portefeuille hydroélectrique au Brésil, d'un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie et d'un actif de développement éolien en Irlande. Combinés, ces investissements totalisent 2 769 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Nos investissements continus dans le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont atteint 175 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 72 millions \$.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Actions privilégiées

En juin 2016, nous avons annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis déposé par Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») lui signifiant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A. Dans le cadre de cette offre publique de rachat, nous avons l'autorisation de racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries des actions privilégiées de catégorie A. L'offre prendra fin le 26 juin 2017 ou plus tôt si nous devons terminer les rachats avant cette date. Les actionnaires peuvent obtenir, sans frais, une copie de cet avis en communiquant avec Brookfield Renewable.

Actions privilégiées de catégorie A, série 5 – offre d'échange

En novembre 2015, nous avons annoncé notre offre d'échanger (l'« offre d'échange ») chacune des actions privilégiées de catégorie A, série 5, émises et en circulation d'Actions privilégiées ERB ayant un dividende annuel de 5,0 % (les « actions privilégiées de série 5 ») contre une part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5, nouvellement émise de Brookfield Renewable ayant un taux de distribution annuel de 5,59 %.

L'offre d'échange pouvait être acceptée et réalisée jusqu'au 8 février 2016. À cette date, un total de 2 885 496 actions privilégiées de catégorie A, série 5, avaient été déposées et échangées contre un nombre égal de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 5.

Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen

Les participations ne donnant pas le contrôle d'un montant de 14 millions \$ correspondent à une participation de moins de 1 % dans Isagen qui n'était pas détenue par le consortium au 30 septembre 2016. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

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 respectivement de 4 millions \$ et 14 millions \$ ont été versées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 (respectivement 2 millions \$ et 6 millions \$ en 2015).

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, à raison d'une pour une, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non dans le passif.

CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

En mai 2016, Brookfield Renewable a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de série 9 au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 200 millions \$ CA (152 millions \$). Des coûts de transaction de 5 millions \$ ont été engagés. Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 9 auront le droit de recevoir des distributions trimestrielles cumulatives fixes à un taux annuel de 1,4375 \$ CA la part, un rendement de 5,75 %, pour la période initiale venant à échéance le 31 juillet 2021. Par la suite, le taux de distribution sera fixé de nouveau tous les cinq ans, à un taux équivalant au plus élevé des taux suivants : i) le rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 5,01 %, et ii) 5,75 %. Les parts de société en commandite privilégiées de série 9 sont rachetables, uniquement au gré de Brookfield Renewable, à compter du 31 juillet 2021.

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 9 ont le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 9 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 10, sous réserve de certaines conditions, le 31 juillet 2021 et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées, série 10, auront le droit de recevoir des

distributions trimestrielles variables cumulatives, à un taux annuel équivalant au rendement des bons du Trésor à trois mois, majoré de 5,01 %.

Les parts de société en commandite privilégiées ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 30 septembre 2016, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Brookfield Renewable.

CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

En décembre 2015, nous avons annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis déposé par Brookfield Renewable lui signifiant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, nous pouvons racheter jusqu'à 7,1 millions de nos parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à échéance le 28 décembre 2016, ou plus tôt si Brookfield Renewable devait terminer ses rachats avant cette date.

En juin 2016, dans le cadre d'un placement par voie de prise ferme (le « placement »), Brookfield Renewable a émis 12 253 250 parts de société en commandite (dont 1 598 250 parts de société en commandite assorties d'une option de surallocation) au prix de 37,55 \$ CA par part de société en commandite (le « prix d'offre »), pour un produit brut de 460 millions \$ CA (359 millions \$). Simultanément à la clôture de ce placement, Brookfield Asset Management a acheté 11 098 958 parts de société en commandite, à un prix représentant le prix d'offre par part de société en commandite, déduction faite de la rémunération des preneurs fermes payable par Brookfield Renewable, pour un produit brut de 400 millions \$ CA (313 millions \$). Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 180 784 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, ce qui représente environ 61 % de Brookfield Renewable, compte tenu d'un échange intégral. Les coûts de transaction engagés par Brookfield Renewable dans le cadre du placement se sont élevés à 15 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Le tableau suivant présente les actions et les parts en circulation :

	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Actions privilégiées de catégorie A		
Série 1	5 449 675	5 449 675
Série 2	4 510 389	4 510 389
Série 3	9 961 399	9 961 399
Série 5	4 114 504	7 000 000
Série 6	7 000 000	7 000 000
	31 035 967	33 921 463
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A		
Série 5	2 885 496	-
Série 7	7 000 000	7 000 000
Série 9	8 000 000	-
	17 885 496	7 000 000
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	143 188 170	143 356 854
Émission de parts de société en commandite	23 352 208	-
Régime de réinvestissement des distributions	212 075	171 605
Rachat de parts de société en commandite aux fins d'annulation	-	(340 289)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	166 752 453	143 188 170
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ¹⁾	296 411 076	272 846 793
Parts de société en commandite détenues par		
Brookfield	51 125 944	40 026 986
Porteurs de parts de société en commandite externes	115 626 509	103 161 184
	166 752 453	143 188 170

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 :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Actions privilégiées de catégorie A								
Série 1	1 \$	2 \$	1 \$	1 \$	3 \$	5 \$	3 \$	6 \$
Série 2	-	1	-	1	2	2	2	1
Série 3	2	2	2	3	6	6	6	7
Série 5	1	1	1	1	3	5	3	5
Série 6	2	1	2	1	5	5	5	5
	6 \$	7 \$	6 \$	7 \$	19 \$	23 \$	19 \$	24 \$
Parts de société en commandite privilégiées								
Série 5	1 \$	- \$	1 \$	- \$	3 \$	- \$	2 \$	- \$
Série 7	2	-	2	-	5	-	5	-
Série 9	2	-	1	-	3	-	1	-
	5 \$	- \$	4 \$	- \$	11 \$	- \$	8 \$	- \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans des filiales en exploitation	32 \$	93 \$	32 \$	93 \$	73 \$	190 \$	73 \$	190 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	2 \$	1 \$	2 \$	1 \$	4 \$	3 \$	4 \$	3 \$
Distributions incitatives	4	2	4	2	14	6	13	6
	6 \$	3 \$	6 \$	3 \$	18 \$	9 \$	17 \$	9 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	58 \$	54 \$	58 \$	54 \$	175 \$	163 \$	173 \$	162 \$
Capitaux propres des commanditaires Brookfield Asset Management	23 \$	16 \$	22 \$	16 \$	60 \$	50 \$	58 \$	50 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	51	43	50	42	146	130	138	125
	74 \$	59 \$	72 \$	58 \$	206 \$	180 \$	196 \$	175 \$

En février 2016, les distributions aux porteurs de parts de société en commandite sont passées à 1,78 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 12 cents par part de société en commandite, qui a pris effet pour la distribution versée en mars 2016.

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à l'IAS 34, selon laquelle il faut procéder à 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, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015 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 montants courus à comptabiliser, 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 » dans notre rapport annuel 2015. 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 raisonnable. 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.

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. La direction évalue actuellement l'incidence de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

ii) Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus 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 2018. La direction évalue actuellement l'incidence de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.

iii) Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui exige que le preneur comptabilise la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre contrats de location simple et contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre contrats de location-financement et contrats de location simple reste inchangée. Selon l'IFRS 16, un preneur comptabilise un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif lié au droit d'utilisation est traité de manière similaire à d'autres actifs non financiers et amorti en conséquence. Des intérêts sont comptabilisés sur le passif. L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements locatifs sur la durée de location, selon le taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie d'actif sous-jacent, et recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu de l'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard de contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels l'actif sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, *Contrats de location*, et les interprétations connexes et s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. L'application anticipée est permise pourvu que l'IFRS 15 soit également appliquée. La direction évalue actuellement l'incidence de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 n'a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence sur notre contrôle interne sur l'information financière.

ACQUISITION D'ISAGEN

Le 22 janvier 2016, le consortium a acquis une participation de 57,61 % dans Isagen auprès du gouvernement de la Colombie (le « placement initial »). Par suite de la clôture du placement initial, le consortium a lancé deux OPA obligatoires visant la participation restante de 42,39 % détenue par des actionnaires publics et une participation additionnelle de 42,03 %. Compte tenu du placement initial et des deux OPA obligatoires, le consortium détient environ 99,64 % d'Isagen. Brookfield Renewable est le commandité et détient le contrôle effectif de l'entité qui détient la participation de 99,64 % du consortium dans Isagen.

À la date du présent rapport de gestion intermédiaire, Brookfield Renewable conserve une participation d'environ 24 % dans Isagen. Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture ».

**PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR POUR LE TRIMESTRE CLOS
LE 30 SEPTEMBRE 2016**

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre :

PRODUCTION (GWh)	Variation des résultats						
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Production hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	1 222	1 468	1 527	1 472	(305)	(4)	(246)
Canada	1 036	918	1 181	1 127	(145)	(209)	118
	2 258	2 386	2 708	2 599	(450)	(213)	(128)
Colombie	644	-	900	-	(256)	-	644
Brésil	905	730	935	838	(30)	(108)	175
	3 807	3 116	4 543	3 437	(736)	(321)	691
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	118	96	140	140	(22)	(44)	22
Canada	143	155	238	238	(95)	(83)	(12)
	261	251	378	378	(117)	(127)	10
Europe	126	117	117	115	9	2	9
Brésil	83	57	87	62	(4)	(5)	26
	470	425	582	555	(112)	(130)	45
Divers	141	174	87	110	54	64	(33)
Total	4 418	3 715	5 212	4 102	(794)	(387)	703

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés, au prorata et présente un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS \$)	Quote-part de Brookfield Renewable											Total	Participations	
	Hydroélectricité				Énergie éolienne				Divers	Siège social	ne donnant pas le contrôle		2016	2015
	Amérique du Nord		Amérique du Nord		Unis	Canada	Europe	Brésil						
États-Unis	Canada	Colombie	Brésil	États-Unis					Canada	Europe	Brésil			
Produits	100	63	63	52	14	16	12	6	22	-	348	232	580	337
Autres produits ^{1, 2}	1	-	1	4	-	-	-	-	3	7	16	7	23	42
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	2	-	1	-	-	-	-	-	-	4	-	4	5
Coûts d'exploitation directs	(59)	(20)	(38)	(19)	(5)	(4)	(5)	(1)	(3)	(4)	(158)	(117)	(275)	(142)
BAIIA ajusté ³	43	45	26	38	9	12	7	5	22	3	210	122	332	242
Charge d'intérêts – emprunts	(28)	(17)	(13)	(7)	(3)	(7)	(3)	(2)	(1)	(24)	(105)	(54)	(159)	(107)
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)	-	(16)	(11)
Impôt exigible	(1)	-	(1)	(3)	-	-	-	-	-	-	(5)	(3)	(8)	(7)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)	-	(5)	-
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle														
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(65)	(65)	(30)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	(6)	(7)
Fonds provenant des activités ³	14	28	12	28	6	5	4	3	21	(48)	73	-	73	80
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													(17)	(15)
Fonds provenant des activités ajustés ³													56	65
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													17	15
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ¹													71	78
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées													5	-
Amortissements													(210)	(153)
Perte latente sur les instruments financiers													(4)	(1)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													(3)	(2)
Recouvrement d'impôt différé													43	26
Divers													6	(1)
Résultat net													(19)	27
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie													163	70
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													3	6
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées													9	18
Variation nette des soldes du fonds de roulement													14	39
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation													170	160

¹⁾ En 2015, la vente d'une installation éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie a donné lieu à un profit de 53 millions \$. La quote-part du profit de Brookfield Renewable s'est élevée à 12 millions \$, selon la participation de 22 % dans l'installation, nette de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ En 2015, les accords de concession relatifs à deux centrales hydroélectriques au Brésil sont venus à échéance. Brookfield Renewable a décidé de ne pas renouveler ces accords en échange d'une indemnité de 17 millions \$.

³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ».

⁴⁾ Fondés sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

**PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR POUR LA PÉRIODE DE NEUF MOIS CLOSE
LE 30 SEPTEMBRE 2016**

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

					Variation des résultats		
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
PRODUCTION (GWh)							
Production hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	5 485	5 336	6 164	5 999	(679)	(663)	149
Canada	4 047	3 695	3 859	3 874	188	(179)	352
	9 532	9 031	10 023	9 873	(491)	(842)	501
Colombie	1 495	-	2 005	-	(510)	-	1 495
Brésil	2 676	2 115	2 889	2 583	(213)	(468)	561
	13 703	11 146	14 917	12 456	(1 214)	(1 310)	2 557
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	368	332	472	471	(104)	(139)	36
Canada	649	671	854	854	(205)	(183)	(22)
	1 017	1 003	1 326	1 325	(309)	(322)	14
Europe	422	425	424	416	(2)	9	(3)
Brésil	192	134	163	123	29	11	58
	1 631	1 562	1 913	1 864	(282)	(302)	69
Divers	203	400	201	238	2	162	(197)
Total	15 537	13 108	17 031	14 558	(1 494)	(1 450)	2 429

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés, au prorata et présente un rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS \$)	Quote-part de Brookfield Renewable											Participations ne donnant pas le contrôle	2016	2015
	Hydroélectricité				Énergie éolienne				Divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord				Amérique du Nord									
	États- Unis	Canada	Colombie	Brésil	États- Unis	Canada	Europe	Brésil						
Produits	407	246	136	138	45	68	41	12	27	-	1 120	761	1 881	1 236
Autres produits ^{1, 2}	2	22	3	10	-	-	-	-	(1)	7	43	12	55	75
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	3	3	-	2	-	-	-	-	-	-	8	-	8	18
Coûts d'exploitation directs	(167)	(57)	(79)	(53)	(14)	(13)	(17)	(3)	(8)	(16)	(427)	(353)	(780)	(410)
BAIIA ajusté ³	245	214	60	97	31	55	24	9	18	(9)	744	420	1 164	919
Charge d'intérêts – emprunts	(85)	(47)	(26)	(19)	(11)	(20)	(9)	(5)	(1)	(68)	(291)	(156)	(447)	(326)
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(46)	(46)	-	(46)	(38)
Impôt exigible	(4)	-	(1)	(7)	-	-	-	-	-	-	(12)	(8)	(20)	(17)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)	-
Déduire : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle														
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(256)	(256)	(136)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	(19)	(23)
Fonds provenant des activités ³	156	167	33	71	20	35	15	4	17	(153)	365	-	365	379
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													(50)	(45)
Fonds provenant des activités ajustés ³													315	334
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													50	45
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ¹													275	200
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées													11	-
Amortissements													(593)	(472)
Perte latente sur les instruments financiers													(6)	(9)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													(7)	(8)
Recouvrement d'impôt différé													2	38
Divers													(6)	(15)
Résultat net													41	113
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie													577	390
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													6	26
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées													28	11
Variation nette des soldes du fonds de roulement													(118)	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation													534	556

¹⁾ En 2015, la vente d'une installation éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie a donné lieu à un profit de 53 millions \$. La quote-part du profit de Brookfield Renewable s'est élevée à 12 millions \$, selon la participation de 22 % dans l'installation, nette de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ En 2015, les accords de concession relatifs à deux centrales hydroélectriques au Brésil sont venus à échéance. Brookfield Renewable a décidé de ne pas renouveler ces accords en échange d'une indemnité de 17 millions \$.

³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ».

⁴⁾ Fondés sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT AU PRORATA

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette, le profil global relatif aux échéances et les taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit au prorata :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept. 2016			31 déc. 2015		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)		Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	
Emprunts de la société	4,7	6,7	1 828 \$	5,0	6,5	1 373 \$
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord						
États-Unis	5,8	7,0	2 080	6,0	8,2	2 041
Canada	5,3	12,1	1 654	5,6	13,1	1 471
Colombie	5,6	9,3	3 734	5,8	10,2	3 512
Europe	9,3	7,1	631	-	-	-
Brésil	3,7	10,9	265	3,9	11,0	250
	10,3	10,7	237	9,8	11,3	207
	6,2	9,1	4 867	5,6	9,6	3 969
Facilités de crédit						
Facilités de crédit d'entreprise	1,8	4,8	446	1,4	4,5	368
Total de la dette			7 141 \$			5 710 \$
Ajouter : primes non amorties ¹			1			3
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(46)			(40)
Quote-part de Brookfield Renewable			7 096			5 673
Participations ne donnant pas le contrôle			3 309			1 665
Selon les états financiers en IFRS			10 405 \$			7 338 \$

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

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés au prorata au 30 septembre 2016 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts des filiales ¹							
Amérique du Nord							
États-Unis	36 \$	597 \$	291 \$	57 \$	146 \$	953 \$	2 080 \$
Canada	17	49	51	50	300	1 187	1 654
	53	646	342	107	446	2 140	3 734
Colombie	2	25	30	92	31	451	631
Europe	18	18	19	21	23	166	265
Brésil	6	24	28	29	26	124	237
	79	713	419	249	526	2 881	4 867
Emprunts de la société et facilités de crédit ¹	229	-	152	-	343	1 550	2 274
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	1	3	3	3	224	234
	308 \$	714 \$	574 \$	252 \$	872 \$	4 655 \$	7 375 \$

¹⁾ Les emprunts des filiales et les emprunts et facilités de crédit de la société comprennent des primes non amorties et des coûts de financement différés de respectivement 1 million \$ et 46 millions \$.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS CONSOLIDÉS HISTORIQUES

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

	2016			2015			2014	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Production (GWh) – MLT	9 345	10 951	9 044	6 369	5 459	7 199	6 516	5 770
Production (GWh) – réelle	7 522	8 792	9 029	6 117	4 992	6 400	5 823	5 839
Produits	580 \$	627 \$	674 \$	392 \$	337 \$	458 \$	441 \$	408 \$
BAIIA ajusté ¹	332	377	455	258	242	339	338	273
Fonds provenant des activités ¹	73	105	187	88	80	146	153	116
Résultat net								
Participations ne donnant pas le contrôle								
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	3	(1)	27	8	37	10	14	(8)
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	(15)	(13)	20	(13)	(8)	8	14	14
Actions privilégiées	6	7	6	7	7	8	8	9
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	5	3	3	1	-	-	-	-
Capitaux propres des commanditaires	(18)	(15)	23	(13)	(9)	9	15	16
	(19)	(19)	79	(10)	27	35	51	31
Résultat de base et dilué par part de société en commandite	(0,12)	(0,11)	0,16	(0,09)	(0,07)	0,07	0,10	0,11
Moyenne des parts de société en commandite en circulation (en millions)	166,7	148,5	143,2	143,3	143,4	143,4	143,4	143,3
Distributions :								
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	6	5	7	3	3	3	3	1
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	58	58	59	54	54	54	55	50
Actions privilégiées	6	7	6	7	7	8	8	9
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	5	3	3	1	-	-	-	-
Capitaux propres des commanditaires	74	67	65	59	59	60	61	56

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux rubriques « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et « Production et revue financière par secteur pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 » et « Production et revue financière par secteur pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 ».

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 <https://bep.brookfield.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

Le 5 octobre 2016, nous avons conclu un financement associé à deux installations éoliennes d'une puissance globale de 29 MW en Europe en obtenant un emprunt à long terme de 43 millions £ (55 millions \$), une facilité de fonds de roulement d'un montant en capital de 1 million £ (1 million \$) et une facilité de réserve pour le service de la dette de 2,5 millions £ (3 millions \$). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2035 et porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,20 % pendant la phase de la construction, et celle-ci passera à 1,90 % lorsque les installations atteindront la phase de l'exploitation.

En octobre 2016, Brookfield Renewable a effectué par syndication, comme prévu, une tranche de son placement dans Isagen, à l'issue duquel nous détenons une participation d'environ 24 % dans cette société, conformément à nos prévisions initiales.

Le 27 octobre 2016, nous avons prélevé un montant de 98 millions \$R (32 millions \$) sur un financement de 137 millions \$R (44 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 25 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux du TJLP, majoré de 2,18 %, et vient à échéance en 2037.

Le 31 octobre 2016, nous avons conclu le refinancement associé à un portefeuille éolien d'une puissance de 150 MW en Californie. La dette se compose d'obligations d'un montant en capital de 103 millions \$ portant intérêt à un taux de 3,97 % et d'un emprunt bancaire à terme d'un montant de 109 millions \$ portant intérêt au TIOL, majoré de 1,88 %. Les obligations et l'emprunt à terme viennent à échéance respectivement en 2035 et 2034.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport intermédiaire 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 intermédiaire 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, la nature du 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, 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. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » 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 induite 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 ceux qui suivent : le fait de ne pas être soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; la séparation de la participation financière et du contrôle ou la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considéré comme une société de placement en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, les changements du régime des vents à nos installations d'énergie éolienne ou des conditions d'approvisionnement ou des conditions météorologiques en général à notre centrale de cogénération alimentée à la biomasse; l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles; l'augmentation 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; la croissance du volume de production qui n'est pas visée par contrat dans notre portefeuille; les risques généraux liés à l'industrie qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis comportant des modalités semblables; 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 ou d'organismes de réglementation et de litiges; l'incidence des

collectivités locales sur nos activités; la fraude, la subornation, la corruption, d'autres actes illégaux ou de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défectueux; notre dépendance aux systèmes d'exploitation informatisés; 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; notre incapacité à gérer efficacement notre exposition au risque de change; 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; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages attendus de nos transactions; notre incapacité de développer des emplacements existants et de trouver de nouveaux emplacements se prêtant à l'aménagement de nouveaux projets d'électricité; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, au développement et à l'exploitation de nos installations de production; les 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 toutes nos activités; 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; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre relation avec Brookfield Asset Management et notre dépendance à son égard, et l'influence notable que Brookfield Asset Management exerce sur nous; et les risques liés aux modifications apportées à la manière dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations dans la société en commandite.

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 intermédiaire, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. 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 « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport intermédiaire comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités, aux fonds provenant des activités ajustés et aux fonds provenant des activités par part de société en commandite 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, les fonds provenant des activités ajustés et les fonds provenant des activités par part de société en commandite 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 18, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
BILANS CONSOLIDÉS

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Notes	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	232 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions		164	198
Créances clients et autres actifs courants	5	490	256
Actifs liés à des instruments financiers	6	38	26
Montants à recevoir de parties liées		45	57
		969	600
Actifs liés à des instruments financiers	6	141	20
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	202	197
Immobilisations corporelles à la juste valeur	9	25 401	18 358
Goodwill	10	933	-
Actifs d'impôt différé	13	198	157
Autres actifs non courants		219	175
		28 063 \$	19 507 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	11	517 \$	284 \$
Passifs liés à des instruments financiers	6	298	127
Montants à payer à des parties liées		84	64
Tranche courante de la dette à long terme	12	970	770
		1 869	1 245
Passifs liés à des instruments financiers	6	132	64
Dette à long terme et facilités de crédit	12	9 435	6 568
Passifs d'impôt différé	13	3 959	2 695
Autres passifs non courants		332	172
		15 727	10 744
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	5 211	2 587
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	55	52
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	2 693	2 559
Actions privilégiées	14	590	610
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	324	128
Capitaux propres des commanditaires	16	3 463	2 827
		12 336	8 763
		28 063 \$	19 507 \$

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

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



Patricia Zuccotti

Administratrice



David Mann

Administrateur

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

NON AUDITÉ (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2016	2015	2016	2015
Produits	7	580 \$	337 \$	1 881 \$	1 236 \$
Autres produits		23	83	55	116
Coûts d'exploitation directs		(275)	(142)	(780)	(410)
Coûts de service de gestion	7	(16)	(11)	(46)	(38)
Charge d'intérêts – emprunts	12	(159)	(107)	(447)	(326)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	1	3	1	10
Perte latente sur les instruments financiers	6	(4)	(1)	(6)	(9)
Amortissement des immobilisations corporelles	9	(210)	(153)	(593)	(472)
Divers	3	6	(1)	(6)	(15)
Recouvrement (charge) d'impôt					
Exigible	13	(8)	(7)	(20)	(17)
Différé	13	43	26	2	38
		35	19	(18)	21
Résultat net		(19) \$	27 \$	41 \$	113 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :					
Participations ne donnant pas le contrôle					
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	3 \$	37 \$	29 \$	61 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	-	-	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	(15)	(8)	(8)	14
Actions privilégiées	14	6	7	19	23
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	5	-	11	-
Capitaux propres des commanditaires	16	(18)	(9)	(10)	15
		(19) \$	27 \$	41 \$	113 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		(0,12) \$	(0,07) \$	(0,07) \$	0,10 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Résultat net	(19) \$	27 \$	41 \$	113 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles	34	-	54	39
Perte actuarielle sur les régimes à prestations définies	(8)	-	(11)	-
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	13	(1)	1	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net	25	-	44	39
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
Profit (perte) de la période sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6	8	(44)	(74)
Profit latent (perte latente) sur les titres disponibles à la vente	6	10	(18)	43
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	6	(16)	(7)	(39)
Écart de conversion		6	(622)	1 196
(Perte latente) profit latent sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	6	(2)	26	(102)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	13	(5)	8	19
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure	1	(657)	1 043	(1 091)
Autres éléments du résultat global	26	(657)	1 087	(1 052)
Résultat global	7 \$	(630) \$	1 128 \$	(939) \$
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	40 \$	(104) \$	564 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	-	(4)	5
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	(23)	(231)	229
Actions privilégiées	14	(3)	(35)	49
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	5	-	11
Capitaux propres des commanditaires	16	(12)	(256)	270
	7 \$	(630) \$	1 128 \$	(939) \$

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

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

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 30 SEPT. (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des comman- ditaires priviliégiés	Actions priviliégiées	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 30 juin 2016	(47) \$	(373) \$	4 025 \$	(8) \$	(57) \$	17 \$	3 557 \$	324 \$	599 \$	5 541 \$	56 \$	2 767 \$	12 844 \$
Résultat net	(18)	-	-	-	-	-	(18)	5	6	3	-	(15)	(19)
Autres éléments du résultat global	-	1	7	(2)	1	(1)	6	-	(9)	37	-	(8)	26
Apports en capital (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289	-	-	289
Distributions ou dividendes déclarés	(74)	-	-	-	-	-	(74)	(5)	(6)	(32)	(6)	(58)	(181)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire (notes 3 et 14)	(14)	16	-	-	-	-	2	-	-	(626)	-	-	(624)
Divers	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-	-	(1)	5	7	(1)
Variation au cours de la période	(116)	17	7	(2)	1	(1)	(94)	-	(9)	(330)	(1)	(74)	(508)
Solde au 30 septembre 2016	(163) \$	(356) \$	4 032 \$	(10) \$	(56) \$	16 \$	3 463 \$	324 \$	590 \$	5 211 \$	55 \$	2 693 \$	12 336 \$
Solde au 30 juin 2015	(339) \$	(424) \$	3 701 \$	(9) \$	(25) \$	(3) \$	2 901 \$	- \$	677 \$	2 394 \$	54 \$	2 624 \$	8 650 \$
Résultat net	(9)	-	-	-	-	-	(9)	-	7	37	-	(8)	27
Autres éléments du résultat global	-	(226)	-	-	(13)	(8)	(247)	-	(42)	(141)	(4)	(223)	(657)
Achats pour annulation de parts de société en commandite et d'actions privilégiées	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	(1)	-	-	-	(5)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-	37
Distributions ou dividendes déclarés	(59)	-	-	-	-	-	(59)	-	(7)	(93)	(3)	(54)	(216)
Régime de réinvestissement des distributions	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1
Divers	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	1	(2)	(4)
Variation au cours de la période	(71)	(226)	-	-	(13)	(8)	(318)	-	(43)	(163)	(6)	(287)	(817)
Solde au 30 septembre 2015	(410) \$	(650) \$	3 701 \$	(9) \$	(38) \$	(11) \$	2 583 \$	- \$	634 \$	2 231 \$	48 \$	2 337 \$	7 833 \$

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

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

NON AUDITÉ PÉRIODES DE NEUF MOIS CLOSÉS LES 30 SEPTEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des comman- ditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires privilié- giés	Actions privilié- giées	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 2015	(485) \$	(670) \$	4 019 \$	(7) \$	(30) \$	- \$	2 827 \$	128 \$	610 \$	2 587 \$	52 \$	2 559 \$	8 763 \$
Résultat net	(10)	-	-	-	-	-	(10)	11	19	29	-	(8)	41
Autres éléments du résultat global	-	280	13	(3)	(26)	16	280	-	30	535	5	237	1 087
Parts de société en commandite privilié- giées et parts de société en commandite émises (notes 15 et 16)													
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustements	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Échange d'actions privilié- giées (notes 14 et 15)	-	-	-	-	-	-	-	50	(50)	-	-	-	-
Apports en capital (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 333	-	-	2 333
Acquisitions (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 417	-	-	1 417
Distributions ou dividendes déclarés	(206)	-	-	-	-	-	(206)	(11)	(19)	(73)	(18)	(175)	(502)
Régime de réinvestissement des distributions	6	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire (notes 3 et 14)	(31)	34	-	-	-	-	3	-	-	(1 617)	-	-	(1 614)
Divers	(9)	-	-	-	-	-	(9)	(1)	-	-	14	(3)	1
Variation au cours de la période	322	314	13	(3)	(26)	16	636	196	(20)	2 624	3	134	3 573
Solde au 30 septembre 2016	(163) \$	(356) \$	4 032 \$	(10) \$	(56) \$	16 \$	3 463 \$	324 \$	590 \$	5 211 \$	55 \$	2 693 \$	12 336 \$
Solde au 31 décembre 2014	(241) \$	(241) \$	3 685 \$	(9) \$	(27) \$	- \$	3 167 \$	- \$	728 \$	2 062 \$	59 \$	2 865 \$	8 881 \$
Résultat net	15	-	-	-	-	-	15	-	23	61	-	14	113
Autres éléments du résultat global	-	(409)	16	-	(11)	(11)	(415)	-	(93)	(162)	(7)	(375)	(1 052)
Achats pour annulation de parts de société en commandite et d'actions privilié- giées	(5)	-	-	-	-	-	(5)	-	(1)	-	-	-	(6)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	460	-	-	460
Distributions ou dividendes déclarés	(180)	-	-	-	-	-	(180)	-	(23)	(190)	(9)	(163)	(565)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Divers	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	-	-	5	(4)	(1)
Variation au cours de la période	(169)	(409)	16	-	(11)	(11)	(584)	-	(94)	169	(11)	(528)	(1 048)
Solde au 30 septembre 2015	(410) \$	(650) \$	3 701 \$	(9) \$	(38) \$	(11) \$	2 583 \$	- \$	634 \$	2 231 \$	48 \$	2 337 \$	7 833 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Notes	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2016	2015	2016	2015
Activités d'exploitation					
Résultat net		(19) \$	27 \$	41 \$	113 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :					
Amortissement des immobilisations corporelles	9	210	153	593	472
Perte latente sur les instruments financiers	6	4	1	6	9
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	(1)	(3)	(1)	(10)
Recouvrement d'impôt différé	13	(43)	(26)	(2)	(38)
Profit réalisé à la cession	18	-	(53)	-	(53)
Autres éléments sans effet de trésorerie		(7)	(2)	(19)	10
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	3	6	6	26
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		9	18	28	11
Variation nette des soldes du fonds de roulement		14	39	(118)	16
		170	160	534	556
Activités de financement					
Dette à long terme – emprunts	12	777	148	2 407	938
Dette à long terme – remboursements	12	(363)	(143)	(857)	(698)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	289	37	2 333	460
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	3, 14	(608)	-	(1 540)	-
Émission de parts de société en commandite privilégiées	15	-	-	147	-
Émission de parts de société en commandite	16	-	-	657	-
Rachat de parts de société en commandite et d'actions privilégiées		-	(6)	-	(6)
Distributions versées :					
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	(32)	(93)	(73)	(190)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(6)	(7)	(19)	(24)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	15	(4)	-	(8)	-
Aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP	14, 16	(136)	(115)	(386)	(346)
		(83)	(179)	2 661	134
Activités d'investissement					
Acquisitions	3	(8)	(3)	(2 886)	(682)
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	-	-	117	19
Investissement dans les éléments suivants :					
Dépenses d'investissement de maintien	9	(34)	(21)	(72)	(49)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	9	(69)	(59)	(175)	(137)
Produit de la cession d'actifs		-	143	-	143
Cession de titres (placements dans des titres)	6	43	3	(73)	(13)
Liquidités soumises à restrictions et autres		1	(39)	37	3
		(67)	24	(3 052)	(716)
Profit (perte) de change sur la trésorerie		2	(12)	26	(18)
Trésorerie et équivalents de trésorerie					
Augmentation (diminution)		22	(7)	169	(44)
Solde au début de la période		210	113	63	150
Solde à la fin de la période		232 \$	106 \$	232 \$	106 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :					
Intérêts payés		120 \$	61 \$	395 \$	268 \$
Intérêts reçus		11 \$	5 \$	31 \$	13 \$
Impôts sur le résultat payés		18 \$	8 \$	35 \$	27 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1. ORGANISATION ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Les activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») consistent à détenir un portefeuille d'installations de production d'énergie renouvelable en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie et en Europe.

Auparavant connue sous le nom de Brookfield Renewable Energy Partners L.P., la société a changé de nom le 3 mai 2016, pour devenir Brookfield Renewable Partners L.P.

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 ».

Sauf indication contraire, le terme « Brookfield Renewable » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées.

2. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés conformément à l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*, sur la même base que les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Certains renseignements et informations à fournir par voie de note normalement inclus dans les états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») ont été omis ou résumés. Les présents états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus avec les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015 de Brookfield Renewable.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas audités et tiennent compte des ajustements (ajustements récurrents normaux) qui, de l'avis de la direction, sont nécessaires pour donner une image fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires selon les IFRS.

Les résultats présentés dans les états financiers consolidés intermédiaires de la période considérée ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour un exercice complet.

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

La publication des présents états financiers consolidés intermédiaires a été autorisée le 3 novembre 2016 par le conseil d'administration de son commandité, BRPL.

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « £ » et COP renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal brésilien, à la livre sterling et au peso colombien.

Tous les chiffres sont présentés en millions de dollars américains, sauf indication contraire.

b) Mode de présentation

Les états financiers consolidés intermédiaires 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.

Consolidation

Les présents états financiers consolidés intermédiaires 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.

Se reporter à la note 10, « Goodwill », pour une explication de l'obligation de comptabilisation du goodwill et pour une estimation de la valeur. Se reporter à la note 14, « Participations ne donnant pas le contrôle », puisqu'elle traite de la comptabilisation, comme transactions distinctes, du placement initial dans Isagen et des offres publiques d'achat (« OPA ») obligatoires.

c) Modifications futures de méthodes comptables

Il n'y a aucune modification future touchant les IFRS qui pourrait avoir une incidence sur Brookfield Renewable outre les modifications présentées dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015.

3. 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 intermédiaires à la date de chacune des acquisitions respectives.

Portefeuille en Colombie

Isagen est la troisième société de production d'électricité en importance en Colombie, détenant et exploitant un portefeuille de 3 032 MW, composé principalement de six centrales hydroélectriques dotées de réservoirs. La production annuelle devrait s'élever à environ 15 000 GWh.

Le 22 janvier 2016, le consortium a acquis auprès du gouvernement colombien une participation de 57,6 % dans Isagen (le « placement initial »). La participation restante de 42,4 % dans Isagen, société ouverte en Colombie, était détenue par des actionnaires publics (la « participation ne donnant pas le contrôle dans Isagen détenue par des actionnaires publics »). À la suite de la clôture du placement initial, le consortium était tenu de procéder à deux OPA obligatoires à l'égard de la participation ne donnant pas le contrôle dans Isagen détenue par des actionnaires publics, au même prix par action que celui qu'il a payé pour sa participation majoritaire de 57,6 %.

Le 13 mai 2016, le consortium a réalisé la première OPA obligatoire, dans le cadre de laquelle un total de 708 817 674 actions ordinaires (les « actions de la première OPA obligatoire ») ont été acquises par le consortium. Compte tenu de la première OPA obligatoire, le consortium détenait une participation d'environ 83,6 % dans Isagen. Les actions de la première OPA obligatoire ont été acquises par le consortium à un

prix d'achat de 4 130 COP par action, pour une contrepartie totale de 2 927 milliards de COP (environ 929 millions \$).

Le 14 septembre 2016, le consortium a réalisé la deuxième OPA obligatoire, dans le cadre de laquelle un total de 436 998 461 actions ordinaires (les « actions de la deuxième OPA obligatoire ») ont été acquises par le consortium. Compte tenu de la deuxième OPA obligatoire, le consortium détenait une participation d'environ 99,64 % dans Isagen. Les actions de la deuxième OPA obligatoire ont été acquises par le consortium à un prix d'achat de 4 130 COP par action, pour une contrepartie totale de 1 805 milliards de COP (environ 605 millions \$).

Brookfield Renewable est le commandité et a le contrôle effectif de l'entité par l'entremise de laquelle le consortium détient une participation de 99,64 % dans Isagen. Le placement de Brookfield Renewable correspond à une participation d'environ 24 %, compte tenu de l'accroissement du placement de ses partenaires institutionnels. Se reporter à la note 20, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

Les contreparties pour l'acquisition ont été financées comme suit :

(EN MILLIONS)	Placement initial ¹ de 57,61 %	OPA obligatoires ² de 42,03 %	Total ³ de 99,64 %
Emprunts sans recours	510 \$	240 \$	750 \$
Participations ne donnant pas le contrôle	1 244	850	2 094
Brookfield Renewable	225	450	675
	1 979 \$	1 540 \$	3 519 \$

¹⁾ Les montants libellés en dollars américains dans cette colonne sont fondés sur un taux de change de 1 \$ = 3 368 COP.

²⁾ Comprend un montant de 929 millions \$ pour la première OPA obligatoire fondé sur un taux de change de 1 \$ = 3 151 COP et un montant de 605 millions \$ pour la deuxième OPA obligatoire fondé sur un taux de change de 1 \$ = 2 986 COP, déduction faite des coûts d'acquisition.

³⁾ Comprend les coûts de financement et d'acquisition, les coûts liés aux OPA obligatoires, les fonds soumis à restrictions aux termes d'une convention de crédit et l'excédent de trésorerie d'un total de 59 millions \$.

Les emprunts sans recours de 750 millions \$ comprennent des emprunts à terme et des facilités de crédit libellés en dollars américains et en COP. Les emprunts libellés en dollars américains portent intérêt au taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL ») majoré d'une marge de 2,50 % et les prêts libellés en COP, au taux de l'IBR majoré de 3,90 %. Tous les emprunts à terme viennent à échéance en janvier 2021, tandis que les facilités de crédit viennent à échéance en juillet 2019 (mais comportent une clause permettant de reporter l'échéance).

En outre, le consortium a repris des emprunts dont le solde en capital s'élevait à 3 850 milliards de COP (1 143 millions \$). Les emprunts portaient intérêt à un taux variable, dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 11,44 %, et leur durée moyenne pondérée à courir était d'environ neuf ans à la date de l'acquisition initiale.

Les coûts d'acquisition totaux de 12 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé intermédiaire de résultat, au poste « divers ».

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités présentent davantage de renseignements sur le placement initial dans Isagen et les OPA obligatoires s'y rapportant, qui peuvent être consultés en se reportant : 1) à la note 10, « Goodwill », pour une explication sur l'obligation de comptabilisation du goodwill et pour une estimation de la valeur; 2) à la note 12, « Dette à long terme et facilités de crédit », pour en savoir plus sur le financement de l'acquisition; et 3) à la note 14, « Participations ne donnant pas le

contrôle », pour en savoir plus sur la comptabilisation du placement initial dans Isagen et des OPA obligatoires comme des transactions distinctes.

Si l'acquisition avait eu lieu au début de l'exercice, les produits provenant d'Isagen auraient été de 682 millions \$ (non audités) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

Le consortium détient sa participation dans Isagen par l'entremise d'une entité (« Hydro Holdings »), laquelle a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Isagen. Le commandité d'Hydro Holdings est une filiale contrôlée par Brookfield Renewable. Brookfield Renewable a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Hydro Holdings dans la mesure où Brookfield Asset Management et ses filiales (notamment Brookfield Renewable) sont collectivement : i) la plus importante détentrice de participations de société en commandite dans Hydro Holdings et ii) la détentrice de plus de 30 % des participations de société en commandite dans Hydro Holdings (le « critère de propriété »). Brookfield Asset Management et ses filiales satisfont à ce jour au critère de propriété.

Portefeuille au Brésil

En janvier 2016, Brookfield Renewable a acquis un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 51 MW au Brésil (« portefeuille au Brésil »). La contrepartie totale de 417 millions R\$ (103 millions \$) comprenait une tranche en trésorerie de 355 millions R\$ (88 millions \$) et une contrepartie différée de 35 millions R\$ (9 millions \$), compte tenu de l'incidence de contrats de change de 24 millions R\$ (6 millions \$). Brookfield Renewable conserve une participation de 100 % dans ce portefeuille.

Les coûts d'acquisition totaux de 0,4 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé intermédiaire de résultat, au poste « divers ».

Portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie

En avril 2016, Brookfield Renewable a acquis un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 296 MW dont la production annuelle devrait s'élever à 1 109 GWh (« centrales hydroélectriques en Pennsylvanie »). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé initialement une participation d'environ 33 % donnant le contrôle dans ce portefeuille. En septembre 2016, les investisseurs institutionnels ont accru leurs placements dans le portefeuille, ce qui a eu pour effet de réduire à environ 28,6 % la participation de Brookfield Renewable.

La contrepartie en trésorerie a totalisé 859 millions \$. Les coûts d'acquisition de 5 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé intermédiaire de résultat, au poste « divers ».

Si l'acquisition avait eu lieu au début de l'exercice, les produits provenant des centrales hydroélectriques en Pennsylvanie auraient été de 37 millions \$ (non audités) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

En avril 2016, Brookfield Renewable a conclu une convention de vote avec une filiale de Brookfield qui fait partie de Brookfield Infrastructure Fund III. En vertu de cette convention de vote, Brookfield Renewable a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des administrateurs de l'entité qui contrôle et exploite en définitive les actifs des centrales hydroélectriques en Pennsylvanie.

Portefeuille de projets de développement éolien en Irlande

En septembre 2016, Brookfield Renewable a acquis un projet de développement éolien en Irlande d'une puissance de 19 MW. La contrepartie totale de 8 millions € (9 millions \$) comprenait un versement en trésorerie de 7 millions € (8 millions \$) et une contrepartie différée et des ajustements de fonds de roulement de 1 million € (1 million \$). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable a conservé une participation d'environ 40 % donnant le contrôle dans cet actif. Les

coûts d'acquisition totaux de 0,2 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé intermédiaire de résultat, au poste « divers ».

La répartition provisoire des prix d'acquisition, à la juste valeur, est la suivante :

(EN MILLIONS)	Colombie	Brésil	Pennsylvanie	Irlande	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	113 \$	4 \$	- \$	- \$	117 \$
Créances clients et autres actifs courants	193	2	1	-	196
Immobilisations corporelles à la juste valeur	4 753	100	859	10	5 722
Autres actifs non courants	15	-	-	-	15
Passifs courants	(463)	(3)	(1)	-	(467)
Dette à long terme	(912)	-	-	-	(912)
Passifs d'impôt différé	(1 015)	-	-	(1)	(1 016)
Autres passifs non courants	(149)	-	-	-	(149)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 417)	-	-	-	(1 417)
Juste valeur des actifs nets acquis	1 118	103	859	9	2 089
Goodwill (note 10)	808	-	-	-	808
Prix d'acquisition	1 926 \$	103 \$	859 \$	9 \$	2 897 \$

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.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la répartition du prix des acquisitions survenues au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 a été conclue. Aucun changement important n'a été apporté à la répartition provisoire du prix des acquisitions présentée dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015.

4. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de Brookfield Renewable se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Trésorerie	202 \$	60 \$
Dépôts à court terme	30	3
	232 \$	63 \$

5. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants de Brookfield Renewable se composent des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Créances clients	219 \$	98 \$
Autres créances à court terme	159	87
Charges payées d'avance et créances diverses	112	71
	490 \$	256 \$

6. 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.

Il n'y a eu aucune modification importante quant aux risques courus depuis ceux énoncés dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015.

Informations sur la juste valeur

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 :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016			Total	31 déc.
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3		2015
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	232 \$	- \$	- \$	232 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	315	-	-	315	336
Actifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	21	-	21	31
Swaps de taux d'intérêt	-	5	-	5	-
Swaps de change	-	21	-	21	1
Placements disponibles à la vente	132	-	-	132	14
Immobilisations corporelles	-	-	25 401	25 401	18 358
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	(2)	-	(2)	(1)
Swaps de taux d'intérêt	-	(294)	-	(294)	(178)
Swaps de change	-	(134)	-	(134)	(12)
Contrepartie éventuelle ³	-	-	(22)	(22)	(32)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit ²	-	(11 281)	-	(11 281)	(7 892)
Total	679 \$	(11 664) \$	25 379 \$	14 394 \$	10 688 \$

¹⁾ Comprennent le montant courant et le montant non courant inclus dans les autres actifs non courants.

²⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

³⁾ Comprennent les regroupements d'entreprises survenus en 2015.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

Information sur les instruments financiers

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

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016		(Actif passif net)	31 déc. 2015
	Actif	Passif		(Actif passif net)
Contrats d'énergie dérivés	21 \$	2 \$	(19) \$	(30) \$
Swaps de taux d'intérêt	5	294	289	178
Swaps de change	21	134	113	11
Titres disponibles à la vente	132	-	(132)	(14)
Total	179	430	251	145
Moins : tranche courante	38	298	260	101
Tranche non courante	141 \$	132 \$	(9) \$	44 \$

a) Contrats d'énergie dérivés

Brookfield Renewable a conclu des contrats d'énergie dérivés à long terme principalement afin de stabiliser 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 intermédiaires 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.

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 intermédiaires.

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 et ses résultats dans des établissements étrangers et à fixer le taux de change sur certaines transactions prévues libellées en monnaies étrangères.

d) Placements disponibles à la vente

Les actifs de Brookfield Renewable disponibles à la vente consistent en des placements dans des titres cotés en Bourse, notamment dans sa quote-part des actions de TerraForm Power, Inc. dont il est question dans le formulaire 13D de Brookfield Asset Management (et entités affiliées).

Les titres disponibles à la vente sont comptabilisés au bilan à la juste valeur et font l'objet d'un test de dépréciation à chaque date de clôture. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les profits latents associés à la juste valeur des titres disponibles à la vente s'élevaient à 43 millions \$ (pertes latentes de 25 millions \$ en 2015).

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Contrats d'énergie dérivés	1 \$	2 \$	1 \$	4 \$
Swaps de taux d'intérêt	(5)	(1)	(7)	1
Swaps de change – flux de trésorerie	-	(2)	-	(14)
	(4) \$	(1) \$	(6) \$	(9) \$

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Contrats d'énergie dérivés	6 \$	9 \$	22 \$	13 \$
Swaps de taux d'intérêt	2	(47)	(110)	(34)
Swaps de change – flux de trésorerie	-	(6)	14	(2)
	8	(44)	(74)	(23)
Swaps de change – investissement net	(2)	26	(102)	65
	6 \$	(18) \$	(176) \$	42 \$

Le tableau suivant présente les ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Contrats d'énergie dérivés	(8) \$	(6) \$	(34) \$	(23) \$
Swaps de taux d'intérêt	7	(1)	10	(2)
Swaps de change – flux de trésorerie	(6)	-	(6)	-
	(7)	(7)	(30)	(25)
Titres disponibles à la vente	(9)	-	(9)	-
	(16) \$	(7) \$	(39) \$	(25) \$

7. 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.

Une filiale de Brookfield Renewable a vendu, dans le cours normal des activités, de l'électricité à Brookfield Infrastructure Partners L.P. (« Brookfield Infrastructure »), entreprise réglementée de distribution en Colombie, qui en a fait par la suite la distribution pour cette filiale. Par conséquent, des produits de respectivement 4 millions \$ et 9 millions \$ ont été dégagés et des charges inférieures à 1 million \$ ont été engagées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016. Aucun produit n'avait été dégagé ni aucune charge engagée à cet égard pour l'exercice 2015.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	95 \$	95 \$	414 \$	350 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	2	6	6
	96 \$	97 \$	420 \$	356 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(2) \$	(1) \$	(3) \$	(5) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(17)	(17)
Services d'assurance	(10)	(7)	(29)	(20)
	(18) \$	(14) \$	(49) \$	(42) \$
Coûts de service de gestion	(16) \$	(11) \$	(46) \$	(38) \$

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

Le tableau suivant présente les variations des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable :

(EN MILLIONS)	Trimestre clos le 30 septembre 2016	Période de neuf mois close le 30 septembre 2016	Exercice clos le 31 décembre 2015
Solde au début de la période / de l'exercice	205 \$	197 \$	273 \$
Quote-part du résultat net	1	1	10
Réévaluation comptabilisée par le biais des autres éléments du résultat global	-	-	96
Quote-part des autres éléments du résultat global	-	1	-
Dividendes déclarés	(3)	(6)	(19)
Remboursements de capital, montant net	-	-	(144)
Écart de conversion	(1)	9	(19)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	202 \$	202 \$	197 \$

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits	31 \$	29 \$	82 \$	98 \$
Résultat net	2	5	2	18
Quote-part du résultat net				
Résultats en trésorerie	4	5	8	18
Résultats sans effet de trésorerie	(3)	(2)	(7)	(8)

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Divers ¹	Total ²
Au 31 décembre 2015	14 847 \$	3 233 \$	278 \$	18 358 \$
Ajouts	173	61	15	249
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises (note 3)	5 712	10	-	5 722
Écarts de conversion	1 460	118	53	1 631
Transferts et divers	(6)	(14)	-	(20)
Variation de la juste valeur comptabilisée par le biais des autres éléments du résultat global ³	-	54	-	54
Amortissement	(434)	(147)	(12)	(593)
Au 30 septembre 2016	21 752 \$	3 315 \$	334 \$	25 401 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération. Le secteur Colombie regroupe ses centrales hydroélectriques et de cogénération sous le secteur hydroélectricité. Se reporter à la note 18, « Informations sectorielles ».

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 14 millions \$ (13 millions \$ en 2015) et les immobilisations en cours de 653 millions \$ (405 millions \$ en 2015).

³⁾ Brookfield Renewable a eu accès à suffisamment d'informations sur deux projets de développement éolien en Irlande pour pouvoir déterminer la juste valeur au moyen de la méthode des flux de trésorerie actualisés. Par conséquent, les immobilisations en cours associées à ces projets ont été réévaluées.

10. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)

Au 31 décembre 2015	- \$
Acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises (note 3)	808
Écart de conversion	125
Au 30 septembre 2016	933 \$

La répartition provisoire du prix d'acquisition pour l'acquisition d'Isagen (note 3, « Regroupements d'entreprises ») comprend un passif d'impôt différé de 1 015 millions \$. Celui-ci s'explique par le fait que la valeur fiscale de l'actif net d'Isagen est considérablement inférieure à sa juste valeur à la date d'acquisition. Selon l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, ce passif d'impôt différé est calculé conformément à l'IAS 12, *Impôts sur le résultat* (« IAS 12 »), et n'est pas évalué à sa juste valeur. Selon l'IAS 12, des provisions doivent être constituées pour toutes les différences entre la valeur comptable des actifs acquis et des passifs repris, outre le goodwill, dans le cadre d'un regroupement d'entreprises et leur valeur fiscale nominale, qu'il en résulte ou non une augmentation (ou une diminution) de l'impôt exigible ou des flux de trésorerie liés à l'impôt. La juste valeur du passif d'impôt différé provisoire serait inférieure à sa valeur nominale, et Brookfield Renewable a établi que l'estimation provisoire du goodwill de 808 millions \$ est attribuable à cette différence.

Le goodwill n'est pas amorti et n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Après la comptabilisation initiale, le goodwill est évalué au coût, après déduction du cumul des pertes de valeur. Un test de dépréciation est effectué au moins une fois l'an, ou lorsque des circonstances, comme une diminution importante des produits, du résultat ou des flux de trésorerie prévus, indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que le goodwill pourrait avoir subi une perte de valeur. Les pertes de valeur à l'égard du goodwill ne peuvent être reprises.

11. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres crédateurs de Brookfield Renewable sont comme suit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Autres crédateurs liés aux activités d'exploitation	142 \$	107 \$
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	94	44
Dettes fournisseurs	103	43
Distributions à payer aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à payer sur les parts de société en commandite privilégiées et dividendes sur actions privilégiées ¹	25	19
Divers	153	71
	517 \$	284 \$

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.

12. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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

	30 sept. 2016			31 déc. 2015		
	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)		Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société						
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	2,1	152 \$	5,3	2,8	145 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	20,1	114	5,8	20,9	108
Série 6 (300 \$ CA)	6,1	0,2	229	6,1	0,9	217
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	4,0	342	5,1	4,8	325
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	5,4	305	4,8	6,1	289
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	8,7	305	3,8	9,4	289
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	10,3	381	-	-	-
	4,7	6,7	1 828 \$	5,0	6,5	1 373 \$
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord						
États-Unis	5,1	6,1	3 455 \$	5,3	7,0	3 203 \$
Canada	5,3	12,1	1 654	5,6	13,1	1 471
	5,2	8,0	5 109	5,4	8,9	4 674
Colombie	9,4	7,1	2 033	-	-	-
Europe	3,7	10,8	661	3,9	11,0	631
Brésil	10,6	11,3	402	10,1	11,9	347
	6,3	8,2	8 205 \$	5,5	9,3	5 652 \$
Facilités de crédit						
Facilité de crédit générale	1,8	4,8	446 \$	1,4	4,5	368 \$
Total de la dette			10 479			7 393
Ajouter : primes non amorties ¹			2			4
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(76)			(59)
Déduire : tranche courante			(970)			(770)
			9 435 \$			6 568 \$

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

Emprunts de la société

Les emprunts de la société sont des obligations contractées par une filiale de financement de Brookfield Renewable, Brookfield Renewable Partners ULC (« Finco ») (se reporter à la note 17, « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Finco 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 Finco sont garantis sans condition par Brookfield Renewable, BRELP et certaines autres filiales.

En août 2016, Brookfield Renewable a émis des billets à moyen terme d'un montant en capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$) échéant en janvier 2027 et portant intérêt à un taux fixe de 3,63 %.

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 en Amérique du Nord 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 assortis de taux variables du taux du Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le 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. Les emprunts des filiales en Colombie sont généralement assortis de taux variables du taux de l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de la Banque centrale de Colombie, ou de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Banque centrale de Colombie, majoré d'une marge.

En janvier 2016, Brookfield Renewable et ses partenaires institutionnels ont obtenu 750 millions \$ en financement sans recours garanti dans le cadre de l'acquisition des actions d'Isagen. Les emprunts sans recours de 750 millions \$ comprennent des emprunts à terme libellés en dollars américains et en COP et une facilité de crédit renouvelable libellée en dollars américains. Les emprunts libellés en dollars américains portent intérêt au TIOL majoré d'une marge de 2,50 % et les prêts libellés en COP, au taux de l'IBR majoré de 3,90 %. Tous les emprunts à terme viennent à échéance en janvier 2021, tandis que la facilité de crédit vient à échéance en juillet 2019 (mais comporte une clause permettant de reporter l'échéance). En outre, Isagen avait des emprunts de société dont le solde en capital s'élevait à 3 850 milliards de COP (1 143 millions \$). Les emprunts portaient intérêt à un taux variable, dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 11,44 %, et leur durée moyenne pondérée à courir était d'environ neuf ans à la date de l'acquisition initiale. Se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprises ».

En mars 2016, Brookfield Renewable a augmenté la dette associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 488 MW en Ontario au moyen d'une émission d'obligations d'un montant en capital de 150 millions \$ CA (112 millions \$). Les obligations portent intérêt à un taux de 3,41 % et viennent à échéance en novembre 2020.

En mars 2016, Brookfield Renewable a augmenté la dette associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 349 MW en Ontario au moyen d'une émission d'obligations d'un montant en capital de 50 millions \$ CA (38 millions \$). Les obligations portent intérêt à un taux de 3,24 % et viennent à échéance en juin 2023.

En mars 2016, Brookfield Renewable a refinancé l'emprunt associé à son portefeuille éolien de 123 MW au Portugal en contractant un emprunt à long terme de 88 millions € (98 millions \$), une facilité de fonds de roulement de 5 millions € (6 millions \$) et une facilité de réserve pour le service de la dette de 7 millions € (8 millions \$); parallèlement, la société a acquitté un encours de 70 millions € (78 millions \$). La dette à long terme porte actuellement intérêt au taux interbancaire européen (« EURIBOR »), majoré d'une marge de 2,75 %.

En avril 2016, parallèlement à la clôture de l'acquisition du portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 296 MW en Pennsylvanie, Brookfield Renewable a obtenu un financement de 315 millions \$. La dette porte actuellement intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 1,50 %.

En avril 2016, Isagen a modifié les dispositions d'un emprunt de 367 milliards de COP (122 millions \$) afin de reporter son échéance à décembre 2025.

En mai 2016, Brookfield Renewable a refinancé un emprunt de 190 millions \$ et une facilité de lettre de crédit de 9 millions \$ associés à un portefeuille hydroélectrique de 377 MW au Tennessee et en Caroline du Nord. L'emprunt et la facilité de lettre de crédit portent actuellement intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 2,75 %.

En juin 2016, Brookfield Renewable a remboursé 63 millions \$ sur une convention d'achat de billets de 174 millions \$ associée à une installation éolienne en Californie de 120 MW. Parallèlement, Brookfield Renewable a obtenu à l'égard de ce même actif un financement de 43 millions \$ sur 7 ans, ce qui a porté

la dette totale à 154 millions \$. La nouvelle dette porte actuellement intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 2,75 %.

En août 2016, Brookfield Renewable a refinancé un emprunt de 75 millions \$ associé à un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund. L'emprunt porte actuellement intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,75 %, et vient à échéance en août 2019.

En août 2016, Brookfield Renewable a refinancé la dette associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 75 MW en Colombie-Britannique au moyen d'une émission d'obligations d'un montant en capital de 80 millions \$ CA (61 millions \$). Les obligations portent intérêt à un taux de 4,45 % et viennent à échéance en août 2026.

En septembre 2016, Isagen a émis des obligations d'un montant en capital de 300 milliards de COP (101 millions \$) et a affecté une tranche du produit au remboursement d'obligations existantes d'un montant en capital de 199 milliards de COP (67 millions \$) venant à échéance au cours du même mois. Les nouvelles obligations se composent d'une tranche de 202 milliards de COP (68 millions \$) portant intérêt à un taux fixe de 8,19 % et venant à échéance en septembre 2023 et d'une tranche de 98 milliards de COP (33 millions \$) portant intérêt au taux de l'IPC, majoré de 3,78 %, et venant à échéance en septembre 2028.

Facilités de crédit

En juin 2016, Brookfield Renewable a prolongé d'un an ses facilités de crédit générales, dont l'échéance a été reportée au 30 juin 2021, et a augmenté le montant disponible en vertu de celles-ci, qui est passé de 1 560 millions \$ à 1 690 millions \$. Les facilités de crédit sont assorties d'une marge de 1,20 % et sont destinées aux fins générales du fonds de roulement. Aux termes de ces facilités 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 19, « Engagements, éventualités et garanties ». Les facilités de crédit portent 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.

Brookfield Asset Management a fourni une facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée de 200 millions \$ au TIOL, majoré de 2 %, qui vient à échéance en décembre 2016.

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 tranche non utilisée des facilités de crédit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Facilités de crédit autorisées	1 890 \$	1 760 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ¹⁾	(446)	(368)
Lettres de crédit émises	(240)	(218)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 204 \$	1 174 \$

¹⁾ Facilités de crédit d'entreprise non assorties de sûretés garanties par Brookfield Renewable.

13. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le taux d'imposition effectif de Brookfield Renewable s'est établi à 30,5 % (taux négatif de 22,8 % en 2015). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux et du résultat non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

14. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle de Brookfield Renewable se répartissent comme suit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	5 211 \$	2 587 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	55	52
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 693	2 559
Actions privilégiées	590	610
	8 549 \$	5 808 \$

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de Brookfield Renewable comprennent les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les périodes de neuf mois closes les		30 sept. 2016	31 déc. 2015
				30 sept. 2016	2015	2016	2015
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	3 \$	5 \$	104 \$	98 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹	4,51	3,08	30 avril 2020	2	2	86	81
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	6	6	189	179
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	3	5	78	126
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	5	5	133	126
	31,03			19 \$	23 \$	590 \$	610 \$

¹⁾ Le taux de dividende correspond à la distribution annualisée fondée sur le taux variable trimestriel le plus récent.

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 septembre 2016, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Les porteurs des actions privilégiées de séries 1, 3, 5 et 6 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes. Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 ont le droit de recevoir des dividendes en trésorerie cumulatifs à taux variable sur ces actions, dont le taux correspond au rendement des bons du Trésor, majoré de 2,620 %.

Pour des renseignements sur les dates de rajustement du taux de dividende, le taux de dividende, les options de conversion et la garantie de paiement des dividendes, se reporter à la note 19, « Participations ne donnant pas le contrôle », des états financiers consolidés audités du 31 décembre 2015.

Actions privilégiées de catégorie A – offre publique de rachat dans le cours normal des activités

En juin 2016, Brookfield Renewable a annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A. Dans le cadre de cette offre publique de rachat, nous avons l'autorisation de racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries des actions privilégiées de catégorie A. L'offre prendra fin le 26 juin 2017, ou plus tôt si nous devons terminer les rachats avant cette date. Les actionnaires peuvent obtenir, sans frais, un exemplaire de cet avis en communiquant avec Brookfield Renewable.

Actions privilégiées de catégorie A, série 5 – offre d'échange

En novembre 2015, Brookfield Renewable a annoncé son offre d'échanger (l'« offre d'échange ») chacune des actions privilégiées de catégorie A, série 5, émises et en circulation d'Actions privilégiées ERB ayant un dividende annuel de 5,00 % (les « actions privilégiées de série 5 ») contre une part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5, nouvellement émise de Brookfield Renewable ayant un taux de distribution annuel de 5,59 % (les « parts de société en commandite privilégiées »).

L'offre d'échange pouvait être acceptée et réalisée jusqu'au 8 février 2016. À cette date, un total de 2 885 496 actions privilégiées de série 5 avaient été déposées et échangées contre un nombre égal de parts de société en commandite privilégiées de série 5.

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	Brookfield Infrastructure Fund III	The Catalyst Group	Brookfield Energia Renovável	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2014	914 \$	937 \$	- \$	126 \$	32 \$	- \$	- \$	53 \$	2 062 \$
Résultat net	26	27	-	14	-	-	-	2	69
Autres éléments du résultat global	89	144	-	(12)	(10)	-	-	(7)	204
Apports en capital ¹	-	460	-	-	-	-	-	-	460
Distributions	(70)	(126)	-	(7)	(1)	-	-	(4)	(208)
Divers	(1)	(1)	-	-	1	-	-	1	-
Au 31 décembre 2015	958 \$	1 441 \$	- \$	121 \$	22 \$	- \$	- \$	45 \$	2 587 \$
Résultat net	(11)	(16)	3	19	-	15	19	-	29
Autres éléments du résultat global	8	86	77	-	5	153	205	1	535
Apports en capital ¹	-	22	1 038	-	-	1 273	-	-	2 333
Acquisition	-	-	-	-	-	-	1 417	-	1 417
Distributions	(12)	(39)	(7)	(12)	(2)	-	-	(1)	(73)
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	3	-	-	7	(1 627)	-	(1 617)
Au 30 septembre 2016	943 \$	1 494 \$	1 114 \$	128 \$	25 \$	1 448 \$	14 \$	45 \$	5 211 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	71 %	25 %	24-30 %	46 %	0,36 %	23-50 %	

¹⁾ Les apports en capital servent aux acquisitions et financent les dépenses.

Conformément à l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, Brookfield Renewable comptabilise l'acquisition, dans le cadre des OPA obligatoires, de participations additionnelles dans Isagen comme des opérations sur capitaux propres liées à l'acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle et distinctes du placement initial dans la participation majoritaire de 57,61 %. Ainsi, la participation de 42,03 % dans Isagen acquise dans le cadre des OPA obligatoires est présentée à la juste valeur à la date de l'acquisition et, au moment de son acquisition, a été comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle. La participation restante de 0,36 % dans Isagen qui n'était pas détenue par Brookfield Renewable et ses co-investisseurs au 30 septembre 2016 demeure une participation ne donnant pas le contrôle. Se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprises ».

Participations 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 rachetables/échangeables détenues par Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité ») a le droit de recevoir les distributions régulières, 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, à raison de une pour une, 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.

Au 30 septembre 2016, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2015) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2015) étaient en circulation.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	2 \$	1 \$	4 \$	3 \$
Distributions incitatives	4	2	14	6
	6 \$	3 \$	18 \$	9 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	58 \$	54 \$	175 \$	163 \$
	64 \$	57 \$	193 \$	172 \$

15. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées de Brookfield Renewable sont composés des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A présentées comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des distributions cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les périodes de neuf mois closes les		30 sept. 2016	31 déc. 2015
				30 septembre 2016	2015		
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	3 \$	- \$	49 \$	- \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	5	-	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	3	-	147	-
	17,89			11 \$	- \$	324 \$	128 \$

Tel qu'il est mentionné à la note 14, « Participations ne donnant pas le contrôle », en février 2016, un total de 2 885 496 actions privilégiées de catégorie A, série 5, d'Actions privilégiées ERB avaient été déposées et échangées contre un nombre égal de parts de société en commandite privilégiées de série 5 de Brookfield Renewable.

Le 25 mai 2016, Brookfield Renewable a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 9 (les « parts privilégiées de série 9 ») au prix de 25 \$ CA par part, pour un produit brut de 200 millions \$ CA (152 millions \$). Brookfield Renewable a engagé des coûts de transaction de 7 millions \$ CA (5 millions \$), et a affecté le produit net de 193 millions \$ CA (147 millions \$) au remboursement de l'encours de la dette et aux fins générales de l'entreprise. Les porteurs de parts privilégiées de série 9 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 31 juillet 2021. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté

tous les cinq ans à un taux correspondant i) au rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, majoré de 5,01 % ou, s'il est supérieur, ii) à 5,75 %.

Les porteurs de parts privilégiées de série 9 ont le droit, à leur gré, de convertir leurs parts privilégiées de série 9 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 10, sous réserve de certaines conditions, le 31 juillet 2021 et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées, série 10, auront le droit de recevoir des distributions trimestrielles variables cumulatives, à un taux annuel équivalant au rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada à trois mois, majoré de 5,01 %.

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 30 septembre 2016, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Brookfield Renewable.

16. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 30 septembre 2016, un total de 166 752 453 parts de société en commandite étaient en circulation (143 188 170 au 31 décembre 2015), dont 51 125 944 parts étaient détenues par Brookfield (40 026 986 au 31 décembre 2015). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Brookfield Renewable, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, respectivement 80 664 et 212 075 parts de société en commandite (36 512 et 112 600 parts de société en commandite en 2015) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 30 septembre 2016, la participation directe et indirecte de Brookfield, soit 180 784 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représentait environ 61 % de Brookfield Renewable, compte tenu d'un échange intégral.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 30 septembre 2016, une participation directe de société en commandite de 31 % dans Brookfield Renewable, une participation directe de 44 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables et une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP.

En décembre 2015, Brookfield Renewable a annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis lui signifiant l'intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de Brookfield Renewable visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Brookfield Renewable peut racheter jusqu'à 7,1 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à échéance le 28 décembre 2016, ou plus tôt si Brookfield Renewable devait terminer ses rachats avant cette date.

Émission de parts de société en commandite

Le 10 juin 2016, Brookfield Renewable a réalisé un placement, par voie de prise ferme, de 10 655 000 parts de société en commandite sans droit de vote de Brookfield Renewable (les « parts de société en commandite ») au prix de 37,55 \$ CA par part de société en commandite (le « prix d'offre »), pour un produit brut de 400 millions \$ CA (313 millions \$) (le « placement »). De plus, Brookfield Asset Management a acheté 11 098 958 parts de société en commandite au prix d'offre simultanément au placement (le « placement privé simultané »). Le total du produit brut du placement et du placement privé simultané s'est élevé à environ 800 millions \$ CA (626 millions \$). Brookfield Renewable avait accordé aux preneurs fermes une option de surallocation pouvant être exercée en totalité ou en partie au cours d'une

période de 30 jours à compter de la clôture du placement afin d'acquérir jusqu'à 1 598 250 parts de société en commandite au prix d'offre (l'« option de surallocation »).

Le 15 juin 2016, les preneurs fermes ont exercé l'option de surallocation en totalité et Brookfield Renewable a reçu, le 16 juin 2016, un produit brut total additionnel de 60 millions \$ CA (46 millions \$). Brookfield Asset Management a choisi de ne pas se prévaloir de son droit d'acheter des parts de société en commandite additionnelles et détient une participation d'environ 61 % dans Brookfield Renewable suivant l'exercice de l'option de surallocation.

Des coûts de transaction de 15 millions \$ associés au placement, au placement privé simultané et à l'option de surallocation ont été engagés par Brookfield Renewable.

L'excédent du prix reçu pour les parts de société en commandite additionnelles de BRELP acquises par Brookfield Renewable sur leur valeur comptable a entraîné des ajustements au titre de la *Participation de commandité dans une filiale de portefeuille détenue par Brookfield* et des *Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield* de respectivement 2 millions \$ et 83 millions \$. BRELP a, en fin de compte, affecté le produit net au remboursement de l'encours de la dette et aux fins générales de l'entreprise.

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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, Brookfield Renewable a déclaré respectivement des distributions de 74 millions \$ et de 206 millions \$ sur ses parts de société en commandite, soit respectivement 0,445 \$ et 1,335 \$ par part de société en commandite (59 millions \$ ou 0,415 \$ par part de société en commandite et 180 millions \$ ou 1,245 \$ par part de société en commandite en 2015).

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Brookfield	23 \$	16 \$	60 \$	50 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	51	43	146	130
	74 \$	59 \$	206 \$	180 \$

En février 2016, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,78 \$ par part sur une base annualisée, soit une hausse de 12 cents par part, qui a pris effet pour la distribution versée en mars 2016.

17. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

Les tableaux suivants présentent les informations financières résumées consolidées relatives à Brookfield Renewable, Actions privilégiées ERB et Finco :

(EN MILLIONS)	Brookfield Renewable	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de portefeuille ¹	Autres filiales ²	Ajustements de consolidation ³	Brookfield Renewable (consolidé)
Au 30 septembre 2016 :							
Actifs courants	27 \$	- \$	1 856 \$	193 \$	2 066 \$	(3 173) \$	969 \$
Actifs non courants	3 794	635	-	18 481	27 655	(23 471)	27 094
Passifs courants	34	9	256	3 248	1 495	(3 173)	1 869
Passifs non courants	-	-	1 593	501	13 707	(1 943)	13 858
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	5 211	-	5 211
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 693	-	-	2 693
Actions privilégiées	-	590	-	-	-	-	590
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	324	-	-	324	-	(324)	324
Au 31 décembre 2015 :							
Actifs courants	24 \$	- \$	1 387 \$	111 \$	1 298 \$	(2 220) \$	600 \$
Actifs non courants	2 957	603	-	15 605	18 780	(19 038)	18 907
Passifs courants	26	8	231	2 233	967	(2 220)	1 245
Passifs non courants	-	-	1 151	378	9 251	(1 281)	9 499
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	2 587	-	2 587
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 559	-	-	2 559
Actions privilégiées	-	610	-	-	-	-	610
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	128	-	-	128	-	(128)	128

¹⁾ Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited (« Latam Holdco »), Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. (« NA Holdco ») et Brookfield BRP Europe Holdings Limited (« Euro Holdco »), collectivement les « entités de portefeuille ».

²⁾ Comprennent des filiales de Brookfield Renewable autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

³⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Brookfield Renewable sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Brookfield Renewable	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de portefeuille ¹	Autres filiales ²	Ajustements de consolidation ³	Brookfield Renewable (consolidé)
Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	580 \$	- \$	580 \$
Résultat net	(13)	-	-	(24)	73	(55)	(19)
Pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	337 \$	- \$	337 \$
Résultat net	(9)	-	-	(46)	49	33	27
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	1 881 \$	- \$	1 881 \$
Résultat net	1	-	-	(4)	326	(282)	41
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	8 \$	1 228 \$	- \$	1 236 \$
Résultat net	15	-	(1)	19	220	(140)	113

¹⁾ Comprennent les entités de portefeuille.

²⁾ Comprennent des filiales de Brookfield Renewable autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

³⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Brookfield Renewable sur une base consolidée.

Se reporter à la note 12, « Dette à long terme et facilités de crédit », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 14, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

18. INFORMATIONS SECTORIELLES

Brookfield Renewable exploite des actifs de production d'énergie renouvelable, qui incluent des centrales hydroélectriques et des installations éoliennes en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie et en Europe. Brookfield Renewable exploite aussi trois installations alimentées à la biomasse et trois centrales de cogénération. Le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) de Brookfield Renewable analyse les résultats de l'entreprise, gère les activités et affecte les ressources selon le type de production d'énergie (hydroélectricité, énergie éolienne et divers, secteur qui inclut la biomasse et la cogénération).

Le placement dans Isagen (se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprises ») a donné lieu à une modification de la présentation de certaines informations sectorielles de Brookfield Renewable. En effet, après l'acquisition d'Isagen, les informations relatives à Isagen et au Brésil sont présentées de façon distincte au principal décideur opérationnel. Par conséquent, nous avons ajouté le secteur « Colombie », qui comprend Isagen, et le secteur « Brésil », qui traite de nos activités dans ce pays. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant.

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, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015. 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 et des distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées.

Les transactions entre les secteurs à présenter sont comptabilisées à la juste valeur.

Les informations sectorielles suivantes sont présentées régulièrement au principal décideur opérationnel.

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité					Énergie éolienne					Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord			Colombie	Brésil	Amérique du Nord			Europe	Brésil			
	États-Unis	Canada	Total			États-Unis	Canada	Total					
Pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 :													
Produits	142 \$	63 \$	205 \$	206 \$	60 \$	26 \$	16 \$	42 \$	30 \$	11 \$	26 \$	- \$	580 \$
BAIIA ajusté	67	45	112	90	45	17	12	29	16	10	27	3	332
Charge d'intérêts – emprunts	(42)	(17)	(59)	(41)	(11)	(6)	(7)	(13)	(7)	(3)	(1)	(24)	(159)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(9)	-	(9)	(35)	(3)	(5)	-	(5)	(5)	(3)	(5)	(6)	(71)
Fonds provenant des activités	14	28	42	12	28	6	5	11	4	3	21	(48)	73
Amortissement des immobilisations corporelles	(58)	(24)	(82)	(35)	(41)	(12)	(13)	(25)	(21)	(1)	(5)	-	(210)
Pour le trimestre clos le 30 septembre 2015 :													
Produits	153 \$	55 \$	208 \$	- \$	49 \$	23 \$	16 \$	39 \$	25 \$	6 \$	10 \$	- \$	337 \$
BAIIA ajusté	89	43	132	-	57	26	10	36	15	5	2	(5)	242
Charge d'intérêts – emprunts	(40)	(14)	(54)	-	(8)	(8)	(7)	(15)	(7)	(3)	(1)	(19)	(107)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(17)	-	(17)	-	(3)	(3)	-	(3)	(6)	(1)	-	(7)	(37)
Fonds provenant des activités	29	29	58	-	42	15	3	18	3	1	-	(42)	80
Amortissement des immobilisations corporelles	(49)	(17)	(66)	-	(31)	(13)	(16)	(29)	(21)	(3)	(3)	-	(153)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité					Énergie éolienne					Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord			Colombie	Brésil	Amérique du Nord			Europe	Brésil			
	États-Unis	Canada	Total			États-Unis	Canada	Total					
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :													
Produits	559 \$	248 \$	807 \$	601 \$	158 \$	86 \$	68 \$	154 \$	101 \$	24 \$	36 \$	- \$	1 881 \$
BAIIA ajusté	352	216	568	272	116	60	55	115	61	21	20	(9)	1 164
Charge d'intérêts – emprunts	(123)	(47)	(170)	(108)	(27)	(20)	(20)	(40)	(22)	(10)	(2)	(68)	(447)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(67)	(2)	(69)	(128)	(10)	(20)	-	(20)	(24)	(5)	-	(19)	(275)
Fonds provenant des activités	156	167	323	33	71	20	35	55	15	4	17	(153)	365
Amortissement des immobilisations corporelles	(168)	(71)	(239)	(91)	(104)	(35)	(41)	(76)	(63)	(8)	(12)	-	(593)
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 :													
Produits	546 \$	245 \$	791 \$	- \$	155 \$	82 \$	72 \$	154 \$	93 \$	16 \$	27 \$	- \$	1 236 \$
BAIIA ajusté	365	214	579	-	134	65	57	122	70	15	11	(12)	919
Charge d'intérêts – emprunts	(121)	(47)	(168)	-	(18)	(26)	(23)	(49)	(22)	(6)	(2)	(61)	(326)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(71)	(2)	(73)	-	(10)	(19)	-	(19)	(26)	(5)	(3)	(23)	(159)
Fonds provenant des activités	165	165	330	-	97	20	34	54	23	4	5	(134)	379
Amortissement des immobilisations corporelles	(148)	(59)	(207)	-	(98)	(42)	(49)	(91)	(64)	(6)	(6)	-	(472)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

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 du résultat net, tel qu'il est présenté dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Notes	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2016	2015	2016	2015
Produits	7	580 \$	337 \$	1 881 \$	1 236 \$
Autres produits ^{1,2}		23	83	55	116
Coûts d'exploitation directs		(275)	(142)	(780)	(410)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	1	3	1	10
Coûts de service de gestion	7	(16)	(11)	(46)	(38)
Charge d'intérêts – emprunts	12	(159)	(107)	(447)	(326)
Perte latente sur les instruments financiers	6	(4)	(1)	(6)	(9)
Amortissement des immobilisations corporelles	9	(210)	(153)	(593)	(472)
Divers		6	(1)	(6)	(15)
Recouvrement (charge) d'impôt					
Exigible	13	(8)	(7)	(20)	(17)
Différé	13	43	26	2	38
		35	19	(18)	21
Résultat net		(19)	27	41	113
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	3	2	7	8
Perte latente sur les instruments financiers	6	4	1	6	9
Amortissement des immobilisations corporelles	9	210	153	593	472
Divers	3	(6)	1	6	15
Recouvrement d'impôt différé	13	(43)	(26)	(2)	(38)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle					
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ¹	14	(65)	(71)	(256)	(177)
Actions privilégiées	14	(6)	(7)	(19)	(23)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	15	(5)	-	(11)	-
Fonds provenant des activités		73	80	365	379
Coûts de service de gestion		16	11	46	38
Charge d'intérêts – emprunts		159	107	447	326
Impôt exigible		8	7	20	17
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		71	37	275	159
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées		5	-	11	-
BAIIA ajusté		332 \$	242 \$	1 164 \$	919 \$

¹⁾ En 2015, la vente d'une installation éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie a donné lieu à un profit de 53 millions \$. La quote-part du profit de Brookfield Renewable s'est élevée à 12 millions \$, selon la participation de 22 % dans l'installation, nette de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ En 2015, les accords de concession relatifs à deux installations hydroélectriques au Brésil sont venus à échéance. Brookfield Renewable a décidé de ne pas renouveler ces accords en échange d'une indemnité de 17 millions \$.

Le tableau suivant présente de l'information relative à certains éléments du bilan de Brookfield Renewable par secteur :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité					Énergie éolienne					Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord					Amérique du Nord							
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil			
Au 30 septembre 2016 :													
Immobilisations corporelles à la juste valeur	8 973 \$	5 095 \$	14 068 \$	5 486 \$	2 198 \$	860 \$	899 \$	1 759 \$	1 267 \$	289 \$	334 \$	- \$	25 401 \$
Total de l'actif	9 489	5 185	14 674	6 826	2 469	928	924	1 852	1 371	321	384	166	28 063
Total des emprunts	2 935	1 127	4 062	2 020	239	494	512	1 006	647	122	41	2 268	10 405
Total du passif	4 479	2 211	6 690	3 646	416	623	734	1 357	877	129	51	2 561	15 727
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 :													
Nouvelles immobilisations corporelles	903	25	928	4 779	178	1	3	4	65	2	15	-	5 971
Au 31 décembre 2015 :													
Immobilisations corporelles à la juste valeur	8 240 \$	4 879 \$	13 119 \$	- \$	1 728 \$	894 \$	893 \$	1 787 \$	1 201 \$	245 \$	278 \$	- \$	18 358 \$
Total de l'actif	8 645	5 095	13 740	-	1 954	975	920	1 895	1 312	267	315	24	19 507
Total des emprunts	2 721	954	3 675	-	207	459	504	963	618	105	34	1 736	7 338
Total du passif	4 238	1 988	6 226	-	311	576	708	1 284	838	108	76	1 901	10 744
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :													
Nouvelles immobilisations corporelles	68	49	117	-	373	7	3	10	347	318	284	-	1 449

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

19. 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.

Le solde des coûts de développement liés aux trois projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 72 MW, à une centrale au Brésil alimentée à la biomasse d'une puissance de 55 MW et à deux projets éoliens d'une puissance combinée de 43 MW en Europe devrait s'élever à 187 millions \$. La centrale alimentée à la biomasse est quasi achevée et devrait être pleinement en exploitation vers la fin de 2016; les deux projets hydroélectriques d'une puissance combinée de 53 MW et les deux projets éoliens devraient être pleinement en exploitation en 2017; un projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW devrait être pleinement en exploitation en 2018.

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 12, « Dette à long terme et facilités de crédit ».

Brookfield Renewable, de concert avec des investisseurs institutionnels, a 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 30 septembre 2016, les lettres de crédit émises par Brookfield Renewable et ses investisseurs institutionnels s'élevaient à 109 millions \$ (71 millions \$ au 31 décembre 2015).

Les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable ont également 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. Au 30 septembre 2016, les lettres de crédit émises par les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de Brookfield Renewable s'élevaient respectivement à 410 millions \$ et 16 millions \$ (respectivement 118 millions \$ et 16 millions \$ au 31 décembre 2015).

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.

20. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 5 octobre 2016, Brookfield Renewable a conclu un financement associé à deux installations éoliennes d'une puissance globale de 29 MW en Europe en obtenant un emprunt à long terme de 43 millions £ (55 millions \$), une facilité de fonds de roulement d'un montant en capital de 1 million £ (1 million \$) et une facilité de réserve pour le service de la dette de 2,5 millions £ (3 millions \$). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2035 et porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,20 % pendant la phase de la construction, et celle-ci passera à 1,90 %, lorsque les installations atteindront la phase de l'exploitation.

En octobre 2016, Brookfield Renewable a effectué par syndication, comme prévu, une tranche de son placement dans Isagen, à l'issue duquel Brookfield Renewable détient une participation d'environ 24 % dans cette société, conformément à ses prévisions initiales.

Le 27 octobre 2016, Brookfield Renewable a prélevé un montant de 98 millions \$R (32 millions \$) sur un financement de 137 millions \$R (44 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 25 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux du TJLP, majoré de 2,18 % et vient à échéance en 2037.

Le 31 octobre 2016, Brookfield Renewable a conclu le refinancement associé à un portefeuille éolien d'une puissance de 150 MW en Californie. La dette se compose d'obligations d'un montant en capital de 103 millions \$ portant intérêt à un taux de 3,97 % et d'un emprunt bancaire à terme d'un montant de 109 millions \$ portant intérêt au TIOL, majoré de 1,88 %. Les obligations et l'emprunt à terme viennent à échéance respectivement en 2035 et 2034.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal

73 Front Street
Fifth Floor
Hamilton, HM12
Bermudes
Téléphone : (441) 294-3304
Télécopieur : (441) 516-1988
<https://bep.brookfield.com/>

Dirigeants de BRP Energy Group L.P., fournisseur de services de Brookfield Renewable Partners L.P.

Richard Legault
Président exécutif du groupe

Harry Goldgut
Président du groupe

Sachin Shah
Chef de la direction

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 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 (parts de société en commandite)
TSX : BEP.PR.E (parts de société en commandite privilégiées, série 5)
TSX : BEP.PR.G (parts de société en commandite privilégiées, série 7)
TSX : BEP.PR.I (parts de société en commandite privilégiées, série 9)
TSX : BRF.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRF.PR.B (actions privilégiées, série 2)
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 <https://bep.brookfield.com/>. Vous pouvez également consulter le rapport annuel de 2015 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 enquiries@brookfieldrenewable.com.

NYSE :

BEP

TSX :

BEP.UN

<https://bep.brookfield.com>