

Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT INTERMÉDIAIRE DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2016

TABLE DES MATIÈRES

Lettre aux actionnaires	1
Rapport de gestion	7
États financiers consolidés intermédiaires non audités et notes	59

NOS ACTIVITÉS

Nous gérons nos installations grâce à des plateformes d'exploitation en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie 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, 37 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 10 663 mégawatts (« MW ») et une production annuelle de 41 564 gigawattheures (« GWh ») selon des moyennes à long terme. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 30 juin 2016 :

	Réseaux hydro- graphiques	Installations	Unités de production	Puissance ¹ (MW)	MLT ^{1, 2} (GWh)	Stockage (GWh)
Production hydroélectrique						
Amérique du Nord ³						
États-Unis	31	137	436	3 486	12 521	3 618
Canada	19	33	73	1 361	5 173	1 261
	50	170	509	4 847	17 694	4 879
Brésil ⁴	26	41	88	872	4 555	-
Colombie ³	6	6	20	2 732	14 476	-
	82	217	617	8 451	36 725	4 879
Énergie éolienne ⁵						
Amérique du Nord						
États-Unis	-	7	687	434	1 113	-
Canada	-	3	220	406	1 197	-
	-	10	907	840	2 310	-
Europe	-	22	270	587	1 516	-
Brésil	-	5	75	150	588	-
	-	37	1 252	1 577	4 414	-
Divers ⁶	-	6	13	635	425	-
	82	260	1 882	10 663	41 564	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 moyenne à long terme (« MLT ») est calculée sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

³⁾ La MLT des actifs hydroélectriques 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.

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 juin 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
Brésil ⁴	1 220	1 148	1 114	1 073	4 555
Colombie ³	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
	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	451	326	292	447	1 516
Brésil	81	101	208	198	588
	1 108	1 092	1 007	1 207	4 414
Divers ⁶	56	96	153	120	425
Total	10 675	10 951	9 341	10 597	41 564
Moyenne à long terme au prorata	6 160	6 485	5 220	5 901	23 766

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.

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).

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 www.brookfieldrenewable.com, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

LETTRE AUX ACTIONNAIRES

L'entreprise a affiché une bonne performance au deuxième trimestre en dépit de la faible production. L'environnement d'investissement est solide; il est soutenu par des éléments fondamentaux du marché qui présentent des occasions d'acquérir des actifs ayant des produits en croissance et comportant un potentiel significatif de gains à long terme tout en offrant une protection contre les baisses à court terme. Notre accès aux capitaux demeure excellent compte tenu de notre bilan de qualité supérieure, de nos produits protégés par des contrats et de nos marges en trésorerie élevées.

Portefeuille de valeur supérieure

Alors que nous poursuivons notre croissance, notre diversification sur le plan géographique et l'ajout de nouvelles technologies d'énergie renouvelable à notre entreprise, nous continuons de nous concentrer à faire en sorte que notre portefeuille demeure principalement hydroélectrique. Selon nous, les actifs hydroélectriques constituent la forme de production d'énergie ayant le plus de valeur, et cette valeur ne fera que s'accroître au fil du temps à mesure que les nouvelles technologies, comme l'énergie éolienne et solaire, remplaceront l'approvisionnement traditionnel en énergie de source thermique.

Les actifs hydroélectriques ont une durée de vie utile de centaines d'années et produisent des volumes commerciaux d'énergie dont ont besoin tant les grands utilisateurs commerciaux et industriels que les régions fortement peuplées. L'énergie peut être stockée et libérée pour répondre aux pointes de la demande ou pour stabiliser les fluctuations de l'énergie sur le réseau. La technologie qui est utilisée n'a pas changé de façon significative depuis le début des années 1900. Les dépenses en immobilisations récurrentes nécessaires pour maintenir les actifs hydroélectriques sont à la fois modestes et prévisibles, ce qui permet l'atteinte de marges en trésorerie élevées. Par exemple, nous investissons environ 110 millions \$, soit moins de 1 %, chaque année en moyenne dans notre portefeuille d'actifs hydroélectriques de 25 milliards \$ pour maintenir leur qualité de premier plan. Peu d'actifs présentent de telles caractéristiques de génération de trésorerie disponible. Enfin, les actifs hydroélectriques produisent de l'énergie sans émettre de carbone à partir d'installations irremplaçables situées sur des réseaux hydrographiques rares. Nous avons toujours été d'avis que ces attributs étaient uniques. Toutefois, comme nous avons observé dans notre secteur des changements importants causés par les nouvelles technologies, nous croyons que ces attributs deviennent de plus en plus intéressants.

Le remplacement des centrales au charbon vieillissantes par des installations éoliennes et solaires donne déjà lieu à des fluctuations d'énergie accrues (intermittence) sur le réseau. Cette situation exige une hausse des investissements dans les lignes de transport et une augmentation des dépenses en immobilisations afin de reconstruire les installations éoliennes et solaires ayant une durée de vie utile relativement plus courte, soit de 20 à 30 ans (contre 50 ans pour les centrales au charbon), et entraîne la nécessité d'avoir des solutions de stockage diverses et fiables (comme les réserves pompées pour l'énergie hydroélectrique, les batteries et le stockage par volant d'inertie). Tout cela accroît la demande de services complémentaires que fournissent nos actifs hydroélectriques, comme les services de stabilité du réseau et de stockage commercial, dans un contexte d'offre beaucoup plus volatile.

Les produits que nous tirons de ces services ont connu une hausse constante au cours des cinq dernières années, passant de 5 \$-7 \$ le mégawattheure à 10 \$-15 \$ le mégawattheure, et nous nous attendons à ce que la valeur de ces services complémentaires continue de s'accroître au fil du temps. En réaction aux changements que subit l'offre, les gouvernements et les autorités de réglementation ciblent maintenant de manière spécifique l'obtention de tels services par l'entremise de programmes de contrats à long terme. Par exemple, le Massachusetts, le Maine, l'État de New York et le Québec ciblent tous à l'heure actuelle un approvisionnement à long terme par l'entremise d'initiatives en matière de contrats, en mettant un accent particulier sur les sources d'énergie sans émission de carbone et la prestation de services de stabilité du réseau et d'énergie de secours. Tous ces marchés ont expressément identifié l'hydroélectricité comme une ressource souhaitable pour fournir une solution à long terme.

Environnement d'investissement

L'environnement d'investissement pour les actifs d'énergie renouvelable de premier plan demeure extrêmement attrayant. Les éléments fondamentaux du marché de l'énergie à long terme continuent de soutenir notre capacité d'acquérir des actifs de valeur et d'obtenir un potentiel significatif de gains au chapitre des flux de trésorerie tout en bénéficiant d'une solide protection contre les baisses. Dans tous nos marchés en Amérique du Nord, en Europe et en Amérique latine, nous observons les trois phénomènes suivants :

1. les prix de gros de l'énergie à court terme sont en deçà du niveau requis pour favoriser les investissements d'envergure dans le secteur de l'énergie;
2. les politiques et mesures incitatives gouvernementales continuent d'être nécessaires pour soutenir les investissements dans les nouvelles technologies d'énergie renouvelable comme moyen de réduire les émissions de carbone; et
3. l'offre traditionnelle d'énergie sur les marchés développés subit les pressions en vue de son remplacement qui sont exercées par les politiques ciblant la réduction des émissions de carbone. Sur les marchés en développement, l'offre est restreinte en raison de la croissance économique.

En Amérique du Nord, nous continuons d'observer des prix de gros de l'énergie très faibles sur la plupart des marchés, et ce, à tel point que même les centrales nucléaires du quartile supérieur qui doivent être exploitées et ont de très faibles coûts variables commencent à essuyer des pertes dans certaines régions. Une telle situation ne s'est pas produite depuis la déréglementation des marchés, n'est pas durable, et démontre pourquoi les actifs hydroélectriques pouvant tirer des produits des services complémentaires et générer des marges en trésorerie positives dans cet environnement ont tant de valeur. Nous sommes actuellement à travailler de façon active sur plusieurs occasions visant d'importants actifs hydroélectriques marchands afin de poursuivre la croissance de notre portefeuille.

De plus, nous constatons un écart significatif entre les transactions sur les marchés publics et celles sur les marchés privés, en particulier en raison des difficultés financières qu'éprouvent certains véhicules cotés. Nous avons récemment acquis une participation importante dans TerraForm Power Inc. (« TERP »), une entreprise qui possède un portefeuille d'actifs éoliens et solaires sous contrat d'une puissance de 3 000 mégawatts situés principalement en Amérique du Nord. Bien que nous continuions de croire que l'hydroélectricité est la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable de premier plan, cette transaction représente une entrée d'envergure dans l'éolien et le solaire qui est attrayante et qui contribuera positivement aux rendements. Notre expertise en matière d'exploitation, nos liquidités solides et nos capacités d'investissement font également de nous l'un des quelques candidats solides pouvant offrir à TERP le soutien tant nécessaire.

En Europe, les rendements des actifs sous contrat demeurent très faibles. De ce fait, nous continuons de nous concentrer à construire des projets à même notre réserve de développement afin d'atteindre les rendements que nous avons ciblés. Nous continuons de faire progresser des projets éoliens sous contrat de 80 mégawatts en vue de les faire passer à la phase de la construction en 2017. Ces projets devraient procurer des rendements se situant autour de la quinzaine de pour cent sur un marché où les transactions se réalisent à des valeurs significativement plus élevées. Par conséquent, nous étudions la possibilité d'une vente opportune de parcs éoliens en exploitation et sous contrat pour faire émerger de la valeur et recycler des capitaux.

Au Brésil, nous voyons les premiers signes d'une reprise de la croissance de la demande, quoique très lente. Au cours des quatre derniers mois, les prix sur les marchés de gros ont amorcé une progression, et les clients commerciaux et industriels commencent à communiquer avec nous pour des possibilités de contrats. Il s'agit là d'un signe positif, et nous continuons de nous concentrer sur l'acquisition d'actifs de haute qualité à un prix présentant un important escompte par rapport au coût de remplacement. Nous faisons également progresser vers la construction trois projets hydroélectriques d'une puissance totale de 72 mégawatts. Ces projets, qui sont entièrement sous contrat aux termes d'ententes de vente d'énergie à long terme, devraient générer des rendements de 20 % sur la durée de vie des actifs.

En Colombie, nous faisons progresser des projets de développement de 100 mégawatts qui faisaient partie de l'acquisition d'Isagen. Le marché colombien de l'énergie continue d'être très serré, et le pays a presque connu des pénuries d'énergie au cours du premier semestre. Cela cadre avec notre stratégie selon laquelle la demande d'énergie dans le troisième pays en importance de l'Amérique du Sud continuera de croître et tant les actifs et la réserve de développement que nous avons acquis auront une très grande valeur à long terme.

Exploitation

Après une solide production au premier trimestre de l'exercice, le deuxième trimestre a été marqué par une amélioration continue des conditions hydrologiques au Brésil, mais par des apports d'eau plus faibles dans un certain nombre de nos bassins versants de l'Amérique du Nord. Les nouveaux actifs ont aidé à compenser une partie de cet effet, et nos réservoirs atteignent presque les niveaux prévus et sont en bonne position pour nous permettre de tirer profit des prix élevés qui ont cours pendant l'été. Le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités se sont établis respectivement à 377 millions \$ et à 105 millions \$ pour le deuxième trimestre. Pour l'exercice à ce jour, les fonds provenant des activités sont à peu près les mêmes que ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Au Brésil, les produits reviennent à des niveaux plus normalisés par suite de l'amélioration des conditions hydrologiques. Les prix de l'énergie ont récemment montré de la résilience et se sont fortement accrus d'un trimestre à l'autre malgré les pressions exercées à court terme par la récession.

La performance des activités en Colombie est conforme à nos attentes. La production de 2016 a été touchée par les conditions de sécheresse, ce qui a entraîné une forte hausse des prix à court terme. Cela cadre avec notre souscription de l'entreprise pour la première année de détention et laisse entrevoir la valeur à long terme de notre réserve de développement de 3 800 mégawatts dans la région.

Notre plateforme de l'Europe, qui représente environ 5 % de nos activités, demeure bien protégée et positionnée face au résultat du récent référendum tenu au Royaume-Uni. Plus de 90% des capitaux investis et des flux de trésorerie de cette entreprise sont en Irlande et au Portugal, sont libellés en euros et sont protégés par des contrats à long terme dont la durée moyenne est de 10 ans. Malgré une baisse des ressources éoliennes en Irlande ce trimestre, nous continuons de maintenir une disponibilité et une fiabilité élevées dans la région.

Mise à jour sur les transactions

Nos partenaires institutionnels et nous avons lancé notre deuxième offre publique d'achat obligatoire à l'intention des actionnaires restants d'Isagen à la mi-juillet et nous nous attendons à ce que, une fois la transaction réalisée, nos partenaires et nous détenions la quasi-totalité des actions d'Isagen. Notre participation s'élèvera à environ 25 %.

Au cours du trimestre, nous avons également réalisé l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique de 296 mégawatts en Pennsylvanie. Cette acquisition, qui complète notre parc hydroélectrique du nord-est des États-Unis, est actuellement en voie d'être intégrée dans nos activités.

Situation financière et liquidités

Notre situation de liquidités à la fin du trimestre demeure à \$1,2 milliard \$, soit le même niveau qu'au trimestre précédent. Nous avons financé la totalité de notre croissance récente tout en maintenant une solide situation financière. Au cours du trimestre, nous avons émis des parts totalisant 670 millions \$ dans le cadre d'un placement de nouveaux titres et des actions privilégiées pour un montant de 150 millions \$. Le produit de ces transactions a servi à rembourser une dette à court terme de 500 millions \$ contractée pour financer l'acquisition d'Isagen et à reconstituer nos liquidités en vue de notre croissance future. Le montant de notre facilité de crédit renouvelable a été augmenté de 130 millions \$ pour s'établir à 1,7 milliard \$, et l'échéance de cette facilité a été prorogée à juin 2021. Nous continuons également de faire progresser des initiatives supplémentaires de recyclage de capitaux et de refinancement avec accroissement du capital afin d'appuyer notre croissance à venir.

Perspectives

Nous continuons de développer notre stratégie de marketing d'énergie et de positionner notre portefeuille hydroélectrique en tant que source attrayante d'énergie propre qui complète le développement éolien et solaire.

Dans les mois à venir, nous continuerons de faire progresser notre réserve de transactions et de travailler à l'achèvement de la transaction visant Isagen. Nous sommes toujours axés sur le maintien de la disponibilité élevée de notre parc d'actifs, le progrès de notre réserve de développement et le recyclage des 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 4 août 2016

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

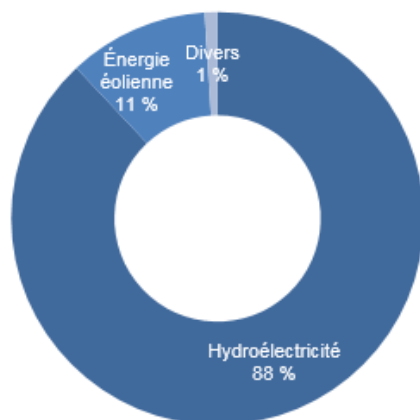
Brookfield Renewable Partners L.P. (« Brookfield Renewable ») est la propriétaire et l'exploitante d'un portefeuille diversifié d'actifs de haute qualité produisant de l'électricité à partir de ressources renouvelables.

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.

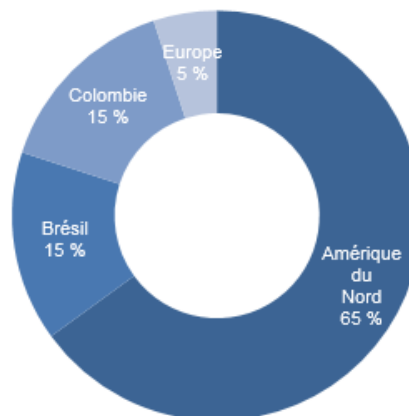
Une des plus importantes plateformes axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Nous détenons l'un des plus importants portefeuilles d'énergie du monde cotés en Bourse axés uniquement sur l'énergie renouvelable, regroupant des actifs sous gestion totalisant environ 28 milliards \$ et une puissance installée de 10 663 MW. La production moyenne à long terme provenant des actifs en exploitation au prorata s'élève à 23 766 GWh. Notre portefeuille se compose de 217 centrales hydroélectriques installées sur 82 réseaux hydrographiques, 37 parcs éoliens et 3 installations alimentées à la biomasse. Il s'étend sur 15 marchés de l'énergie en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie 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 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 38 % et environ 79 % 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 six et huit ans. Au 30 juin 2016, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,2 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 efficience 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 82 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 5 100 MW, de 38 installations éoliennes d'une puissance totale d'environ 1 680 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 le semestre clos le 30 juin 2016, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons fait l'acquisition de centrales hydroélectriques et d'installations de cogénération, ou en avons mis en service, d'une puissance installée de respectivement 3 079 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 % à 9 % par année.

Rapport de gestion

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016

FAITS SAILLANTS POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2016

Résultats d'exploitation

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Production moyenne à long terme (GWh)		
Total	10 951	7 199
Quote-part de Brookfield Renewable	6 342	5 478
Production réelle (GWh)		
Total	8 792	6 400
Quote-part de Brookfield Renewable	5 214	4 833
Produits	627 \$	458 \$
BAIIA ajusté	377 \$	339 \$
Fonds provenant des activités	105 \$	146 \$
Fonds provenant des activités ajustés	88 \$	131 \$
Résultat net	(19) \$	35 \$
Fonds provenant des activités par part de société en commandite	0,37 \$	0,53 \$
Distribution par part de société en commandite	0,445 \$	0,415 \$

La production d'énergie du trimestre a été inférieure à la moyenne à long terme en Amérique du Nord et en Europe pour nos actifs éoliens et hydroélectriques. Les conditions continuent de s'améliorer au Brésil, la production hydroélectrique ayant renoué avec ses niveaux historiques et la production éolienne s'établissant à des niveaux supérieurs à la moyenne à long terme.

Depuis le début de l'exercice, la production totale de nos portefeuilles hydroélectrique et éolien a dépassé de 5 815 GWh celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, dont 5 100 GWh peuvent être attribués à la croissance.

Au cours du trimestre, la production hydroélectrique a souffert des apports d'eau inférieurs à la moyenne, particulièrement en Amérique du Nord. Grâce à un apport de 3 143 GWh découlant de la croissance de notre portefeuille, la production d'électricité a été supérieure de 2 706 GWh à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production éolienne a connu une diminution de 188 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, laquelle incluait 88 GWh provenant de notre parc éolien d'une puissance de 102 MW en Californie qui a été vendu au troisième trimestre de 2015. L'écart résiduel est imputable au faible régime des vents en Amérique du Nord et en Europe.

Les produits totalisant 627 millions \$ représentent une augmentation de 169 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La tranche attribuable à la croissance de notre portefeuille était de 218 millions \$. La faiblesse relative des prix de l'énergie dans le nord-est des États-Unis et au Brésil a été partiellement neutralisée par l'accroissement du prix en fonction de la puissance et des produits accessoires, entraînant une incidence nette de 13 millions \$ sur les produits. L'incidence de la baisse de la production sur les produits a été de 10 millions \$. L'appréciation du dollar américain, par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, a entraîné une diminution des produits de 17 millions \$.

Croissance et développement

Acquisitions

Le 1^{er} avril 2016, nous avons conclu l'acquisition de deux centrales hydroélectriques en Pennsylvanie d'une puissance totale de 296 MW. La production annuelle du portefeuille devrait atteindre 1 109 GWh. L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Brookfield Renewable conservera une participation d'environ 30 % donnant le contrôle dans ces centrales.

Le 13 mai 2016, Brookfield Renewable et ses partenaires institutionnels (le « consortium ») ont réalisé la première offre publique d'achat obligatoire (la « première OPA obligatoire ») visant Isagen S.A. E.S.P. (« Isagen »). Compte tenu de la première OPA obligatoire, le consortium détient une participation d'environ 83,6 % dans Isagen, et Brookfield Renewable y détient une participation d'environ 25 %. La deuxième offre publique d'achat obligatoire (la « deuxième OPA obligatoire ») a été lancée le 16 juillet 2016, et le délai de validité de l'offre devrait expirer en septembre 2016. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

Construction et développement

Nous avons poursuivi la construction au Brésil, conformément à l'étendue, au calendrier et au budget, de projets de développement hydroélectriques et à partir de la biomasse d'une puissance de 127 MW et de projets éoliens en Irlande du Nord d'une puissance de 29 MW. Collectivement, ces projets devraient générer 708 GWh par année et leur mise en service est prévue entre 2016 et 2018.

Situation de trésorerie et sources de financement

Au 30 juin 2016, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,2 milliard \$ et des tranches disponibles des facilités de crédit. Notre ratio d'endettement est de 38 % et environ 79 % 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 six et huit ans.

Dettes à long terme

Facilités de crédit et emprunts des filiales

- Relèvement du plafond d'emprunt aux termes des facilités de crédit de la société, de 1 560 millions \$ à 1 690 millions \$, et prorogation de l'échéance au 30 juin 2021.
- Conclusion d'un financement sans recours de 315 millions \$ visant le portefeuille hydroélectrique de 296 MW acquis simultanément en Pennsylvanie.
- Refinancement de 190 millions \$ de la dette et d'une lettre de crédit de 9 millions \$ garanties par notre portefeuille hydroélectrique de 377 MW au Tennessee et en Caroline du Nord.
- Remboursement de 63 millions \$ de billets en cours d'un montant de 174 millions \$ garantis par une installation éolienne de 120 MW en Californie, et obtention simultanée d'un financement de 43 millions \$ visant le même actif.
- Modification d'un emprunt de 367 milliards de COP (122 millions \$) lié à Isagen afin de proroger son échéance jusqu'en décembre 2025.

Opérations sur capitaux propres

- Émission de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 9 (les « parts de société en commandite privilégiées ») au prix de 25 \$ CA par part, pour un produit brut de 200 millions \$ CA (152 millions \$).

- Conclusion d'un placement visant les parts de société en commandite (« parts de société en commandite »), incluant une option de surallocation, au prix de 37,55 \$ CA par part de société en commandite. Les parts de société en commandite ont été achetées par Brookfield Asset Management dans le cadre d'un placement privé simultané. Le produit brut total s'est élevé à 860 millions \$ CA (672 millions \$).
- Renouvellement de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités permettant de racheter jusqu'à 10 % des actions privilégiées de catégorie A jusqu'au 26 juin 2017.

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Information sur l'exploitation				
Puissance (MW) ¹	10 663	7 398	10 663	7 398
Production moyenne à long terme (GWh) ²				
Total	10 951	7 199	19 995	13 715
Quote-part de Brookfield Renewable	6 342	5 478	11 819	10 456
Production réelle (GWh) ²				
Total	8 792	6 400	17 821	12 223
Quote-part de Brookfield Renewable	5 214	4 833	11 119	9 393
Produits moyens (\$ par MWh)	71	72	73	74
Informations financières choisies				
Produits	627 \$	458 \$	1 301 \$	899 \$
BAlIA ajusté ³	377	339	832	677
Fonds provenant des activités ³	105	146	292	299
Fonds provenant des activités ajustés ³	88	131	259	269
Résultat net	(19)	35	60	86
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ^{3, 4}	0,37	0,53	1,05	1,09
			30 juin 2016	31 déc. 2015
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Données du bilan :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur			25 509 \$	18 358 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence			205	197
Total de l'actif			28 169	19 507
Dette à long terme et facilités de crédit			10 048	7 338
Passifs d'impôt différé			3 995	2 695
Total du passif			15 325	10 744
Participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales en exploitation			5 541	2 587
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield			56	52
Participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield			2 767	2 559
Actions privilégiées			599	610
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées			324	128
Capitaux propres des commanditaires			3 557	2 827
Total des capitaux propres			12 844	8 763
Ratio d'endettement ⁵			38 %	39 %

¹⁾ Comprend la totalité de la puissance de tous les actifs.

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

³⁾ 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 juin 2016 » et à la rubrique « Production et revue financière par secteur pour le semestre clos le 30 juin 2016 ».

⁴⁾ Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts rachetables/échangeables et de parts de commandité s'est établi respectivement à 280,8 millions et 278,2 millions (respectivement 275,7 millions et 275,7 millions en 2015).

⁵⁾ Le total de la structure du capital comprend le total de la dette et les passifs d'impôt différé, diminué des actifs d'impôt différé, et les capitaux propres.

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2016 a été préparé en date du 4 août 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

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 commandite dans Brookfield Renewable, soit une participation de 0,01 %, la tranche restante d'environ 39 % étant détenue par le public.

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, Brésil, Colombie 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. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

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 juin 2016 » et « Production et revue financière par secteur pour le semestre clos le 30 juin 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.

BAlIA ajusté

Le BAlIA 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 BAlIA 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 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.

Les fonds provenant des activités 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.

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'énergie.

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

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

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹		2016	2015	
PRODUCTION (GWh)	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Production							
hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	2 590	2 930	3 599	3 239	(1 009)	(309)	(340)
Canada	1 348	1 338	1 507	1 580	(159)	(242)	10
	3 938	4 268	5 106	4 819	(1 168)	(551)	(330)
Brésil	1 082	833	1 148	996	(66)	(163)	249
Colombie ²	2 787	-	3 509	-	(722)	-	2 787
	7 807	5 101	9 763	5 815	(1 956)	(714)	2 706
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	284	358	373	468	(89)	(110)	(74)
Canada	205	235	292	292	(87)	(57)	(30)
	489	593	665	760	(176)	(167)	(104)
Europe	278	326	326	318	(48)	8	(48)
Brésil	149	185	101	146	48	39	(36)
	916	1 104	1 092	1 224	(176)	(120)	(188)
Divers	69	195	96	160	(27)	35	(126)
Total³	8 792	6 400	10 951	7 199	(2 159)	(799)	2 392

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

²⁾ Comprend la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

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

Nous comparons la production réelle à la production moyenne à long terme afin de mettre en évidence l'incidence de l'un des facteurs importants qui influent sur la variabilité de nos résultats d'activité. À court terme, nous sommes conscients que les conditions hydrologiques et le régime 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 juin 2016 a totalisé 8 792 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 10 951 GWh et une augmentation de 2 392 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production du portefeuille hydroélectrique s'est élevée à 7 807 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 9 763 GWh et une augmentation de 2 706 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Dans notre portefeuille Amérique du Nord, les apports d'eau au-dessus de la moyenne au Québec ont été contrebalancés par les apports d'eau inférieurs à la moyenne dans le reste du portefeuille en raison de la fonte des neiges hâtive au printemps, qui a entraîné des niveaux de production supérieurs à la moyenne à long terme au premier trimestre de 2016. Dans notre portefeuille au Brésil, l'amélioration continue des conditions hydrologiques après la période précédente de sécheresse s'est traduite par une production supérieure de 126 GWh à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 3 143 GWh.

La production du portefeuille éolien a atteint 916 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 092 GWh et un recul de 188 GWh par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de nos portefeuilles européen et brésilien a diminué en raison de la faiblesse du régime des vents. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenait 88 GWh provenant de notre parc éolien en Californie d'une puissance de 102 MW qui a été vendu au troisième trimestre de 2015.

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

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 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	627 \$	458 \$
Autres produits	10	6
Coûts d'exploitation directs	(262)	(134)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	4
Coûts de service de gestion	(15)	(13)
Charge d'intérêts – emprunts	(161)	(114)
Perte latente sur les instruments financiers	(2)	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(204)	(161)
Divers	-	(12)
Résultat avant impôt sur le résultat	(8)	34
(Charge) recouvrement d'impôt		
Exigible	(5)	(5)
Reporté	(6)	6
	(11)	1
Résultat net	(19)	35
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	3	5
Perte latente sur les instruments financiers	2	-
Amortissement des immobilisations corporelles	204	161
Divers	-	12
(Charge) recouvrement d'impôt différé	6	(6)
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	(81)	(53)
Actions privilégiées	(7)	(8)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(3)	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ¹	(17)	(15)
Fonds provenant des activités ajustés ²	88	131
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ¹	17	15
Fonds provenant des activités ²	105	146
Coût de service de gestion	15	13
Charge d'intérêts – emprunts	161	114
Impôt exigible	5	5
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	88	61
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	3	-
BAIIA ajusté²	377 \$	339 \$
Résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires	(15) \$	9 \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite ³	(0,11) \$	0,07 \$

¹⁾ Fondés sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

²⁾ 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 juin 2016 ».

³⁾ La moyenne pondérée des parts de société en commandite en circulation au cours de la période était de 148,5 millions (143,4 millions en 2015).

Les produits se sont élevés à 627 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 169 millions \$.

Dans notre portefeuille hydroélectrique, l'accroissement du prix en fonction de la puissance, les produits accessoires et les indexations annuelles de nos conventions d'achat d'énergie ont été neutralisés par la faiblesse relative des prix de l'énergie dans le nord-est des États-Unis et au Brésil, laquelle a eu une incidence nette de 13 millions \$. L'incidence de la baisse de la production sur les produits a été de 8 millions \$.

Dans notre portefeuille éolien, les apports provenant des indexations annuelles de nos conventions d'achat d'énergie et des produits tirés de la réduction de production ont été de 2 millions \$ supérieurs à la production.

Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, nous avons tiré profit de la production de l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW qui a été vendue au début du troisième trimestre de 2015 et des montants reçus au titre d'un règlement lié au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique au Brésil, qui ont totalisé 19 millions \$.

L'appréciation du dollar américain en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits de 17 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 9 millions \$.

La croissance récente de l'ensemble de notre portefeuille a compté pour une augmentation des produits de 218 millions \$.

La moyenne du total des produits par MWh de 71 \$ a reculé de 1 \$ par MWh, en raison surtout de 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 262 millions \$ représentent une augmentation de 128 millions \$. La croissance de notre portefeuille s'est établie à 121 millions \$.

La charge d'intérêts de 161 millions \$ représente une augmentation de 47 millions \$, qui est attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 15 millions \$ représentent une augmentation de 2 millions \$, attribuable surtout au renforcement de l'assise financière résultant de la récente émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'élevant à 88 millions \$ représente une augmentation de 27 millions \$. La récente croissance de notre portefeuille s'est établie à 41 millions \$, en partie contrebalancée par la baisse de rendement générale de certains actifs existants.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 105 millions \$, soit une diminution de 41 millions \$ imputable aux écarts susmentionnés.

La perte nette s'élevant à 19 millions \$ représente une diminution de 54 millions \$.

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 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2016						
	Amérique du Nord			Brésil	Colombie	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2, 3}	3 599	1 507	5 106	1 148	3 509	9 763
Production (GWh) – réelle ^{1, 2, 3}	2 590	1 348	3 938	1 082	2 787	7 807
Produits	190 \$	78 \$	268 \$	50 \$	202 \$	520 \$
BAIIA ajusté ⁴	123	62	185	36	90	311
Fonds provenant des activités ⁴	55 \$	45 \$	100 \$	22 \$	11 \$	133 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2015						
	Amérique du Nord			Brésil	Colombie	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	3 239	1 580	4 819	996	s. o.	5 815
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	2 930	1 338	4 268	833	s. o.	5 101
Produits	202 \$	84 \$	286 \$	61 \$	s. o.	347 \$
BAIIA ajusté ⁴	149	67	216	46	s. o.	262
Fonds provenant des activités ⁴	82 \$	50 \$	132 \$	34 \$	s. o.	166 \$

- ¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales et n'est pas annualisé.
³⁾ Pour ce qui est de la Colombie seulement, les chiffres incluent la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».
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 juin 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 3 938 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 5 106 GWh et à celle de l'exercice précédent de 4 268 GWh, en raison des apports d'eau inférieurs à la moyenne.

Les produits se sont élevés à 268 millions \$, ce qui représente une diminution de 18 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 100 millions \$, soit une baisse de 32 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 2 590 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 3 599 GWh et à celle de 2 930 GWh de l'exercice précédent. Le portefeuille acquis en Pennsylvanie au cours du trimestre a généré une production de 233 GWh. La baisse de la production des installations existantes a découlé de la fonte des neiges hâtive au printemps et de faibles apports d'eau, particulièrement dans nos portefeuilles à New York, en Nouvelle-Angleterre, au Tennessee et en Caroline du Nord.

Les produits se sont élevés à 190 millions \$, ce qui correspond à une diminution de 12 millions \$. Les produits tirés de l'accroissement du prix en fonction de la puissance et des services auxiliaires ont été neutralisés par la baisse relative des prix de l'énergie dans le nord-est des États-Unis. L'incidence de la baisse de la production sur les produits a été de 22 millions \$. La récente croissance du portefeuille a ajouté 11 millions \$ aux produits.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 55 millions \$, soit une baisse de 27 millions \$ qui comprend la diminution des résultats en trésorerie de notre installation d'accumulation par pompage au Massachusetts, causée par les écarts moins favorables entre les périodes creuses et les périodes de pointe de production d'électricité, et l'augmentation des coûts d'exploitation liés à l'échéance de certains projets d'entretien planifié d'envergure.

Canada

La production du portefeuille a atteint 1 348 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 507 GWh et supérieure à celle de 1 338 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les apports d'eau au-dessus de la moyenne à long terme dans notre portefeuille au Québec ont été contrebalancés par les apports d'eau inférieurs à la moyenne à long terme dans notre portefeuille en Ontario.

Les produits se sont élevés à 78 millions \$, ce qui correspond à une diminution de 6 millions \$. Les produits ont été favorisés par l'augmentation des services auxiliaires et les indexations des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité, qui se sont établis à 3 millions \$. L'augmentation de la production des actifs assortis de prix contractuels relativement bas a majoré les produits de 2 millions \$. L'appréciation du dollar américain a réduit les produits de 7 millions \$, mais a également touché les coûts d'exploitation et d'emprunt, entraînant une diminution nette de 5 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 45 millions \$, ce qui représente une diminution de 5 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 1 082 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 148 GWh et supérieure à celle de 833 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 existantes a augmenté de 126 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 123 GWh.

Les produits se sont élevés à 50 millions \$, ce qui correspond à une diminution de 11 millions \$. L'augmentation de la production a été en partie neutralisée par la faiblesse des prix de l'énergie sur le marché à court terme, découlant principalement de l'amélioration des conditions hydrologiques. Au cours du trimestre correspondant 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 au Brésil. La croissance récente de notre portefeuille a compté pour une augmentation des produits de 6 millions \$. L'appréciation du dollar américain a réduit les produits de 7 millions \$, mais a également touché les coûts d'exploitation et d'emprunt, entraînant une diminution nette de 4 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 22 millions \$, soit une baisse de 12 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE) 2016						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	373	292	665	326	101	1 092
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	284	205	489	278	149	916
Produits	38 \$	23 \$	61 \$	29 \$	8 \$	98 \$
BAIIA ajusté ³	29	18	47	16	6	69
Fonds provenant des activités ³	13 \$	12 \$	25 \$	3 \$	- \$	28 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE) 2015						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	468	292	760	318	146	1 224
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	358	235	593	326	185	1 104
Produits	39 \$	25 \$	64 \$	27 \$	10 \$	101 \$
BAIIA ajusté ³	29	21	50	16	10	76
Fonds provenant des activités ³	7 \$	13 \$	20 \$	3 \$	3 \$	26 \$

- ¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales et n'est pas annualisé.
³⁾ 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 juin 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 489 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 665 GWh et à celle de 593 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 61 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 3 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 25 millions \$, soit une hausse de 5 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 284 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 373 GWh et à la production de 358 GWh enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent incluait celle de 88 GWh de l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW, qui a été vendue au début du troisième trimestre de 2015.

Les produits se sont élevés à 38 millions \$, soit une diminution de 1 million \$. La hausse de la production des installations en exploitation et le produit tiré d'un accord conclu avec des installations avoisinantes relativement aux conséquences entraînées par le sillage ont fourni un apport de 8 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 9 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 13 millions \$, soit une hausse de 6 millions \$, principalement attribuable à l'augmentation des produits tirés des actifs en propriété exclusive.

Canada

La production du portefeuille s'est élevée à 205 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 292 GWh et à celle de 235 GWh du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout du faible régime des vents dans l'ensemble du portefeuille.

Les produits se sont élevés à 23 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 2 millions \$. La baisse des produits imputable à une production inférieure à la moyenne a été en partie neutralisée par une augmentation des produits tirés de la réduction de production.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 12 millions \$, soit une baisse de 1 million \$.

Europe

La production du portefeuille s'est élevée à 278 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 326 GWh et à la production de 326 GWh enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison du faible régime des vents en Irlande, le tout ayant été en partie neutralisé par la hausse de la production au Portugal.

Les produits ont atteint 29 millions \$, soit une hausse de 2 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont élevés à 3 millions \$ et sont donc restés comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Brésil

La production du portefeuille s'est élevée à 149 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 101 GWh et inférieure de 36 GWh à la production enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent qui avait atteint 185 GWh.

Les produits totalisant 8 millions \$ affichent une baisse de 2 millions \$ imputable surtout à la baisse de production et à l'appréciation du dollar américain. Les fonds provenant des activités ont diminué de 3 millions \$.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LE SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2016

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

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹		2016	2015	
PRODUCTION (GWh)	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Production							
hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	6 112	5 465	6 800	6 452	(688)	(987)	647
Canada	3 078	2 840	2 740	2 809	338	31	238
Brésil	9 190	8 305	9 540	9 261	(350)	(956)	885
Colombie ²	2 108	1 572	2 341	1 943	(233)	(371)	536
	4 412	-	5 762	-	(1 350)	-	4 412
	15 710	9 877	17 643	11 204	(1 933)	(1 327)	5 833
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	504	561	625	779	(121)	(218)	(57)
Canada	506	516	616	616	(110)	(100)	(10)
Europe	1 010	1 077	1 241	1 395	(231)	(318)	(67)
Brésil	749	777	777	758	(28)	19	(28)
	262	185	182	146	80	39	77
	2 021	2 039	2 200	2 299	(179)	(260)	(18)
Divers	90	307	152	212	(62)	95	(217)
Total³	17 821	12 223	19 995	13 715	(2 174)	(1 492)	5 598

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

²⁾ Comprend la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, la production a totalisé 17 821 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme qui était de 19 995 GWh et une progression de 5 598 GWh par rapport à la production enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production du portefeuille hydroélectrique s'est élevée à 15 710 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme qui était de 17 643 GWh et une progression de 5 833 GWh par rapport à la production enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les importants apports d'eau et une forte production dans l'ensemble du portefeuille au cours du premier trimestre ont été partiellement neutralisés par une production inférieure à la moyenne enregistrée au deuxième trimestre, entraînant une diminution nette de 846 GWh. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 4 987 GWh.

La production du portefeuille éolien a totalisé 2 021 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme qui était de 2 200 GWh, mais comparable à la production enregistrée au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'apport supplémentaire découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 113 GWh. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent incluait celle de 125 GWh de l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW, qui a été vendue au début du troisième trimestre de 2015.

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

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 semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	1 301 \$	899 \$
Autres produits	32	33
Coûts d'exploitation directs	(505)	(268)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	7
Coûts de service de gestion	(30)	(27)
Charge d'intérêts – emprunts	(288)	(219)
Perte latente sur les instruments financiers	(2)	(8)
Amortissement des immobilisations corporelles	(383)	(319)
Divers	(12)	(14)
Résultat avant impôt sur le résultat	113	84
(Charge) recouvrement d'impôt		
Exigible	(12)	(10)
Reporté	(41)	12
	(53)	2
Résultat net	60	86
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	4	6
Perte latente sur les instruments financiers	2	8
Amortissement des immobilisations corporelles	383	319
Divers	12	14
Charge (recouvrement) d'impôt différé	41	(12)
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	(191)	(106)
Actions privilégiées	(13)	(16)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(6)	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ¹	(33)	(30)
Fonds provenant des activités ajustés ²	259	269
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ¹	33	30
Fonds provenant des activités ²	292	299
Coût de service de gestion	30	27
Charge d'intérêts – emprunts	288	219
Impôt exigible	12	10
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	204	122
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	6	-
BAIIA ajusté²	832 \$	677 \$
Résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires	8 \$	24 \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite ³	0,05 \$	0,17 \$

¹⁾ Fondés sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

²⁾ 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 semestre clos le 30 juin 2016 ».

³⁾ La moyenne pondérée des parts de société en commandite en circulation au cours de la période s'est établie à 145,9 millions (143,4 millions en 2015).

Les produits se sont élevés à 1 301 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 402 millions \$.

Dans notre portefeuille hydroélectrique, l'accroissement du prix en fonction de la puissance, les produits accessoires et les indexations annuelles de nos conventions d'achat d'énergie ont été neutralisés par la faiblesse relative des prix de l'énergie dans le nord-est des États-Unis et au Brésil, laquelle a eu une incidence nette de 63 millions \$ sur les produits. L'augmentation de la production a représenté 98 millions \$ de produits.

Dans notre portefeuille éolien, les apports provenant des indexations annuelles de nos conventions d'achat d'énergie, des produits tirés de la réduction de production et de l'augmentation de la production se sont élevés à 11 millions \$.

Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, nous avons tiré profit de la production de l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW, qui a été vendue au début du troisième trimestre de 2015 ainsi que des montants reçus au titre d'un règlement lié au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique au Brésil, qui ont totalisé 23 millions \$.

L'appréciation du dollar américain en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits de 46 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 29 millions \$.

La croissance récente de l'ensemble de notre portefeuille a compté pour une augmentation des produits de 427 millions \$.

La moyenne du total des produits par MWh de 73 \$ a reculé de 1 \$ par MWh, en raison surtout de 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 505 millions \$ représentent une augmentation de 237 millions \$. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 231 millions \$.

La charge d'intérêts de 288 millions \$ représente une augmentation de 69 millions \$. La croissance du portefeuille a donné lieu à un apport de 78 millions \$.

Les coûts de service de gestion totalisant 30 millions \$ représentent une augmentation de 3 millions \$, attribuable surtout au renforcement de notre assise financière résultant de la récente émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'élevant à 204 millions \$ représente une augmentation de 82 millions \$. La récente croissance de notre portefeuille s'est établie à 95 millions \$, en partie contrebalancée par la baisse de rendement générale de certains actifs existants.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 292 millions \$, soit une diminution de 7 millions \$ imputable aux écarts susmentionnés.

Le résultat net s'est élevé à 60 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 26 millions \$.

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.

HYDROÉLECTRICITÉ

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2016						
	Amérique du Nord			Brésil	Colombie	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2, 3}	6 800	2 740	9 540	2 341	5 762	17 643
Production (GWh) – réelle ^{1, 2, 3}	6 112	3 078	9 190	2 108	4 412	15 710
Produits	417 \$	185 \$	602 \$	98 \$	395 \$	1 095 \$
BAIIA ajusté ⁴	285	171	456	71	182	709
Fonds provenant des activités ⁴	142 \$	139 \$	281 \$	43 \$	21 \$	345 \$
2015						
	Amérique du Nord			Brésil	Colombie	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	6 452	2 809	9 261	1 943	s. o.	11 204
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	5 465	2 840	8 305	1 572	s. o.	9 877
Produits	393 \$	190 \$	583 \$	106 \$	s. o.	689 \$
BAIIA ajusté ⁴	276	171	447	77	s. o.	524
Fonds provenant des activités ⁴	136 \$	136 \$	272 \$	55 \$	s. o.	327 \$

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

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

³⁾ Pour ce qui est de la Colombie seulement, les chiffres incluent la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

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 semestre clos le 30 juin 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 9 190 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 9 540 GWh et supérieure à la production de 8 305 GWh du semestre correspondant 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 au deuxième trimestre de l'exercice en cours.

Les produits se sont élevés à 602 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 19 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 281 millions \$, soit une hausse de 9 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 6 112 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 6 800 GWh et supérieure à celle de l'exercice précédent de 5 465 GWh, principalement en raison des apports d'eau supérieurs à la moyenne au premier trimestre de l'exercice en cours. L'apport du portefeuille acquis récemment en Pennsylvanie s'est élevé à 233 GWh.

Les produits se sont élevés à 417 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 24 millions \$. La baisse relative des prix de l'énergie 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 38 millions \$. L'augmentation de la production et la récente croissance de notre portefeuille ont fourni des apports de respectivement 51 millions \$ et 11 millions \$ aux produits.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 142 millions \$, soit une hausse de 6 millions \$ découlant principalement de la croissance des produits mentionnée précédemment, qui a été partiellement neutralisée par la diminution des résultats en trésorerie de notre installation d'accumulation par pompage au Massachusetts, en raison d'une baisse des prix, et de coûts d'exploitation accrus liés au calendrier de certains projets d'entretien planifié d'envergure.

Canada

La production du portefeuille a atteint 3 078 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 2 740 GWh et supérieure à celle de l'exercice précédent de 2 840 GWh, principalement en raison des apports d'eau supérieurs à la moyenne dans l'ensemble du portefeuille.

Les produits se sont élevés à 185 millions \$, ce qui équivaut à une baisse de 5 millions \$. L'augmentation de la production a fourni un apport de 12 millions \$. Une hausse des services auxiliaires et des indexations des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité a fourni un apport de 4 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 10 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 139 millions \$, soit une hausse de 3 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 2 108 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 2 341 GWh et supérieure à celle de 1 572 GWh du semestre correspondant de l'exercice précédent. Les conditions hydrologiques ont continué à s'améliorer en 2016 après la période de sécheresse qui a marqué les périodes précédentes. L'apport supplémentaire découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 342 GWh.

Les produits s'élevant à 98 millions \$ affichent une diminution de 8 millions \$. Les produits tirés de la hausse de la production ont été en partie neutralisés par une baisse des prix de l'énergie dans le marché à court terme, ce qui s'est traduit par un apport net de 6 millions \$. La récente croissance de notre portefeuille a fourni un apport de 16 millions \$ aux produits. Au cours du semestre correspondant 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 au Brésil. L'appréciation du dollar américain a réduit les produits de 20 millions \$; cependant, les coûts d'exploitation et d'emprunt ont également été touchés, ce qui a entraîné une diminution nette de 10 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 43 millions \$, soit une baisse de 12 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités de production d'énergie éolienne pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2016						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	625	616	1 241	777	182	2 200
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	504	506	1 010	749	262	2 021
Produits	60 \$	52 \$	112 \$	71 \$	13 \$	196 \$
BAIIA ajusté ³	43	43	86	45	11	142
Fonds provenant des activités ³	14 \$	30 \$	44 \$	11 \$	1 \$	56 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2015						
	Amérique du Nord			Europe	Brésil	Total
	États-Unis	Canada	Total			
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	779	616	1 395	758	146	2 299
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	561	516	1 077	777	185	2 039
Produits	59 \$	56 \$	115 \$	68 \$	10 \$	193 \$
BAIIA ajusté ³	39	47	86	55	10	151
Fonds provenant des activités ³	5 \$	31 \$	36 \$	20 \$	3 \$	59 \$

- ¹⁾ Comprend la totalité de la production découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
²⁾ Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, ce montant est calculé à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales et n'est pas annualisé.
³⁾ 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 semestre clos le 30 juin 2016 ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 1 010 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 241 GWh et à celle de 1 077 GWh du semestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont élevés à 112 millions \$, ce qui équivaut à une diminution de 3 millions \$. Les fonds provenant des activités se sont fixés à 44 millions \$, soit une hausse de 8 millions \$.

États-Unis

La production du portefeuille a atteint 504 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 625 GWh et à celle de 561 GWh du semestre correspondant de l'exercice précédent. Le fort régime des vents en Californie a été neutralisé par la cession de l'installation éolienne de 102 MW en Californie, qui avait fourni un apport de 125 GWh au cours du semestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont établis à 60 millions \$, soit une hausse de 1 million \$. La hausse de la production et le produit tiré d'une entente sur les conséquences du sillage avec des installations éoliennes avoisinantes ont fourni un apport de 14 millions \$ aux produits. 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 14 millions \$, soit une hausse de 9 millions \$, principalement attribuable à l'augmentation des produits tirés des actifs en propriété exclusive.

Canada

La production du portefeuille a atteint 506 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 616 GWh et conforme à la production de 516 GWh du semestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 52 millions \$ affichent une baisse de 4 millions \$, imputable surtout à l'appréciation du dollar américain qui a également touché les coûts d'exploitation et d'emprunt.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 30 millions \$, soit une baisse de 1 million \$.

Europe

La production du portefeuille a atteint 749 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 777 GWh et à celle de 777 GWh du semestre correspondant de l'exercice précédent. Les variations par rapport au semestre correspondant de l'exercice précédent sont attribuables aux conditions météorologiques plus clémentes au deuxième trimestre de l'exercice en cours, en partie neutralisées par le fort régime de vents connu au premier trimestre de l'exercice en cours.

Les produits se sont élevés à 71 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 3 millions \$, attribuable surtout à la vigoureuse production au premier trimestre.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 11 millions \$, soit une baisse de 9 millions \$. La baisse est principalement imputable au programme de couverture du risque de change qui avait fourni un apport de 8 millions \$ au semestre correspondant de l'exercice précédent.

Brésil

La production provenant du portefeuille de 262 GWh était supérieure à la moyenne à long terme de 182 GWh et à celle de 185 GWh du semestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 13 millions \$ affichent une hausse de 3 millions \$, attribuable surtout à la croissance de notre portefeuille en partie neutralisée par l'appréciation du dollar américain qui a également touché les coûts d'exploitation et d'emprunt.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 1 million \$, soit une baisse de 2 millions \$.

ANALYSE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET AUTRES INFORMATIONS

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Conformément aux IFRS, Brookfield Renewable a choisi de réévaluer ses immobilisations corporelles au moins une fois l'an, au 31 décembre de chaque exercice. Pratiquement toutes les immobilisations corporelles de Brookfield Renewable sont comptabilisées à la juste valeur, et non au coût historique, selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Ce modèle inclut les flux de trésorerie provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, pour lesquels il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Ce modèle comprend également des estimations relatives aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme anticipée, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement, ainsi que des hypothèses relatives aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation par emplacement géographique. Brookfield Renewable évalue initialement les actifs de production d'énergie acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises au cours de l'exercice, à leur juste valeur, conformément à la méthode comptable décrite à la note 2 I), « Regroupements d'entreprises », de nos états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2015. Ainsi, dans l'année d'acquisition, les actifs de production d'énergie ne sont pas réévalués à la fin de l'exercice à moins d'une indication que les actifs ont perdu de la valeur.

Les immobilisations corporelles, à la juste valeur, s'élevaient à 25,5 milliards \$ au 30 juin 2016, contre 18,4 milliards \$ au 31 décembre 2015. Au cours du semestre clos le 30 juin 2016, le placement dans Isagen, l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 51 MW au Brésil et d'un portefeuille hydroélectrique de 296 MW en Pennsylvanie se sont élevés à 5 712 millions \$, ce qui reflète la répartition provisoire des prix d'acquisition à la juste valeur. Au cours du trimestre considéré, Brookfield Renewable a eu accès à suffisamment d'informations sur un projet 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 ce projet ont été réévaluées, ce qui a donné lieu à une augmentation de la juste valeur de 20 millions \$. Le développement et la construction d'actifs de production d'énergie ont totalisé 147 millions \$. Les immobilisations corporelles ont grimpé de 1 674 millions \$ en raison des variations de change liées à la dépréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 383 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'énergie 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 juin 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 a diminué 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 juin 2016 :

	30 juin 2016	31 déc. 2015
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		
Facilités de crédit ¹	647 \$	368 \$
Emprunts de la société ²	1 466	1 368
Emprunts des filiales ³	7 935	5 602
Dette à long terme	10 048	7 338
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 793	2 538
Capitaux propres	12 844	8 763
Total de la structure du capital	26 685 \$	18 639 \$
Ratio d'endettement	38 %	39 %

¹⁾ Les facilités de crédit comprennent un montant de 548 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non garanties de la société, assorties d'une garantie de Brookfield Renewable et un montant de 99 millions \$ emprunté aux termes d'une facilité de crédit mise à la disposition d'un fonds privé parrainé par Brookfield.

²⁾ Garantis par Brookfield Renewable mais les montants ne sont pas assortis d'une sûreté.

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

Au cours du semestre clos le 30 juin 2016, nous avons réalisé les financements ci-après :

Facilités de crédit

En janvier 2016, nous avons contracté, de façon indépendante de nos partenaires institutionnels, une facilité d'acquisition de 500 millions \$ pour financer partiellement notre participation dans Isagen. Cette facilité a été remboursée en totalité en juin 2016. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

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 des filiales

En janvier 2016, le consortium a obtenu 750 millions \$ en financement sans recours lié à Isagen. En outre, le consortium a repris des emprunts dont le solde en capital s'élevait à 3 850 milliards de COP (1 143 millions \$). Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

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

En mars 2016, nous avons refinancé la dette contractée à l'égard d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 349 MW en Ontario au moyen de l'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 contracté à l'égard de notre portefeuille éolien de 123 MW au Portugal en obtenant un emprunt à long terme de 88 millions € (98 millions \$), une facilité de fonds de roulement d'un montant en capital de 5 millions € (6 millions \$) et une facilité de réserve au service de la dette de 7 millions € (8 millions \$) et avons, au même moment, réglé des emprunts existants d'un montant en capital de 70 millions € (78 millions \$). L'emprunt à long terme porte actuellement intérêt au taux interbancaire européen, majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 1^{er} avril 2016, nous avons obtenu un financement de 315 millions \$ dans le cadre de l'acquisition du portefeuille hydroélectrique de 296 MW en Pennsylvanie. La dette porte intérêt au taux interbancaire américain offert à Londres (le « TIOL ») majoré d'une marge de 1,50 %.

Le 20 avril 2016, Isagen a modifié un emprunt de 367 milliards de COP (122 millions \$) afin de proroger son échéance en décembre 2025.

Le 17 mai 2016, nous avons refinancé une facilité d'emprunt de 190 millions \$ et de lettres de crédit de 9 millions \$ visant notre portefeuille hydroélectrique de 377 MW au Tennessee et en Caroline du Nord. La facilité d'emprunt et de lettre de crédit porte actuellement intérêt au taux interbancaire américain offert à Londres (le « TIOL ») majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 3 juin 2016, nous avons remboursé 63 millions \$ aux termes d'une convention d'achat de billets de 174 millions \$ visant une installation éolienne de 120 MW en Californie. À la même date, nous avons obtenu un financement de 43 millions \$ sur 7 ans visant le même actif, donnant lieu à un emprunt total de 154 millions \$. Le nouvel emprunt porte actuellement intérêt au taux interbancaire américain offert à Londres (le « TIOL ») majoré d'une marge de 2,75 %.

Liquidités disponibles

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement, nos distributions et nos activités par l'accès à du financement de première qualité, et de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme de la production. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et 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 juin 2016	31 déc. 2015
(EN MILLIONS)		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	210 \$	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	(103)	(23)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Brookfield Renewable	107	40
Facilités de crédit		
Facilités de crédit autorisées	1 890	1 760
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ^{1, 2}	(548)	(368)
Lettres de crédit émises	(237)	(218)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 105	1 174
Liquidités disponibles	1 212 \$	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).

²⁾ Comprennent un montant de 548 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non garanties de la société, assorties d'une garantie de Brookfield Renewable. Excluent le montant de 99 millions \$ emprunté aux termes d'une facilité de crédit mise à la disposition d'un fonds privé parrainé par Brookfield.

Dette 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 juin 2016 :

	Solde en 2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite	Total
(EN MILLIONS)							
Remboursements de capital							
Emprunts des filiales ¹							
Amérique du Nord							
États-Unis	137 \$	776 \$	758 \$	58 \$	527 \$	1 201 \$	3 457 \$
Canada	97	50	51	49	303	1 150	1 700
	234	826	809	107	830	2 351	5 157
Europe	35	45	49	52	58	413	652
Brésil	17	35	47	48	44	222	413
Colombie	99	81	95	194	98	1 190	1 757
	385	987	1 000	401	1 030	4 176	7 979
Emprunts de la société mère et facilités de crédit ¹	331	-	155	-	348	1 283	2 117
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	1	6	5	6	417	435
	716 \$	988 \$	1 161 \$	406 \$	1 384 \$	5 876 \$	10 531 \$

¹⁾ Les emprunts des filiales et les emprunts et facilités de crédit de la société mère comprennent des primes non amorties et des coûts de financement différés de respectivement 20 millions \$ et 68 millions \$.

Les emprunts des filiales et de la société mère venant à échéance en 2016 devraient être refinancés à l'échéance ou par anticipation. Ces emprunts comprennent une série de nos billets à moyen terme, des emprunts des filiales associés à notre portefeuille d'installations hydroélectriques en Colombie et en Colombie-Britannique, et d'une dette visant un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund.

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 juin 2016	31 déc. 2015	30 juin 2016	31 déc. 2015
Emprunts de la société	6,0	6,5	5,0	5,0
Emprunts des filiales ¹	8,4	9,3	6,2	5,5
Facilités de crédit	5,0	4,5	1,8	1,4

¹⁾ Pour le semestre clos le 30 juin 2016, le taux d'intérêt moyen des emprunts des filiales a augmenté et leur durée moyenne a diminué, du fait principalement de l'ajout du financement sans recours lié à notre placement initial dans Isagen.

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) et à un portefeuille bien diversifié axé sur une production stable d'électricité. Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin d'assurer un degré élevé de prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous 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 :

	Reste de 2016	2017	2018	2019	2020
POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE					
Production (GWh)					
Production visée par contrat ¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	4 366	10 007	7 000	7 000	7 000
Canada	2 435	5 173	5 173	5 162	3 582
	6 801	15 180	12 173	12 162	10 582
Brésil	1 894	3 491	3 194	3 178	2 932
Colombie	5 922	10 535	7 239	5 066	2 099
	14 617	29 206	22 606	20 406	15 613
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	430	977	977	977	977
Canada	581	1 197	1 197	1 197	1 197
	1 011	2 174	2 174	2 174	2 174
Europe	702	1 440	1 440	1 440	1 303
Brésil	261	560	560	560	560
	1 974	4 174	4 174	4 174	4 037
Divers	519	682	734	734	734
	17 110	34 062	27 514	25 314	20 384
Production non visée par contrat	3 023	7 945	14 493	16 693	21 916
Moyenne à long terme totale	20 133	42 007	42 007	42 007	42 300
Moyenne à long terme au prorata ³	11 214	23 844	23 845	23 843	24 034
Production visée par contrat – au 30 juin 2016					
% de la production totale	85 %	81 %	65 %	60 %	48 %
% de la production totale au prorata	90 %	87 %	78 %	76 %	64 %
Prix par MWh – production totale	63 \$	63 \$	67 \$	69 \$	73 \$
Prix par MWh – production totale au prorata	67	67	70	71	74

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

²⁾ Comprend la production de 1 360 GWh pour 2016 et de 3 007 GWh pour 2017 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 du semestre clos le 30 juin 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 (43 %), d'organismes publics d'électricité (18 %), d'utilisateurs industriels (25 %) 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 juin 2016	31 déc. 2015
Actifs courants	953 \$	600 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	205	197
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 509	18 358
Goodwill	932	-
Total de l'actif	28 169	19 507
Dette à long terme et facilités de crédit	10 048	7 338
Passifs d'impôt différé	3 995	2 695
Total du passif	15 325	10 744
Total des capitaux propres	12 844	8 763
Total du passif et des capitaux propres	28 169	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 Irlande d'une puissance combinée de 29 MW devrait s'élever à 177 millions \$. L'installation alimentée à la biomasse et un projet éolien d'une puissance de 14 MW sont quasi achevés et devraient être pleinement opérationnels en 2016; les deux projets hydroélectriques d'une puissance combinée de 53 MW et les projets éoliens d'une puissance de 15 MW, dont la construction est commencée, devraient être pleinement opérationnels en 2017; le projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW devrait être pleinement opérationnel 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 juin 2016, les lettres de crédit émises s'élevaient à 91 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 juin 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 411 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 :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	137 \$	146 \$	319 \$	255 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	3	2	5	4
	140 \$	148 \$	324 \$	259 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	- \$	(2) \$	(1) \$	(4) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(11)	(11)
Services d'assurance	(11)	(6)	(19)	(13)
	(17) \$	(14) \$	(31) \$	(28) \$
Coûts de service de gestion	(15) \$	(13) \$	(30) \$	(27) \$

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	139 \$	164 \$	364 \$	396 \$
Activités de financement	322	(62)	2 747	313
Activités d'investissement	(516)	(188)	(2 988)	(740)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	5	3	24	(6)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(50) \$	(83) \$	147 \$	(37) \$

Au 30 juin 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 210 millions \$, ce qui équivalait à une hausse de 147 millions \$ depuis le 31 décembre 2015.

Activités d'exploitation

Pour le deuxième trimestre de 2016, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 139 millions \$, ce qui équivalait à une diminution de 25 millions \$ sur 12 mois.

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 364 millions \$, ce qui équivalait à une diminution de 32 millions \$ sur 12 mois.

Activités de financement

Pour le deuxième trimestre de 2016, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 322 millions \$. Le montant de 352 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 386 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait aux emprunts et 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 portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie et au placement dans Isagen ont totalisé 641 millions \$. Le montant de 929 millions \$ a été payé en contrepartie des actions détenues par les actionnaires publics d'Isagen achetées lors de la première OPA obligatoire. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

Pour le deuxième trimestre de 2016, les distributions versées aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP se sont élevées à 124 millions \$ (116 millions \$ en 2015). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ont été de 33 millions \$ (70 millions \$ en 2015). Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique « Dividendes et distributions ». 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 privilégiés ».

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 2 747 millions \$. Le montant de 1 630 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 494 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait aux emprunts et 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 et à l'acquisition d'un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie se sont établis à 2 044 millions \$.

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les distributions versées aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP se sont élevées à 250 millions \$ (231 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 et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ont été de 54 millions \$ (114 millions \$ en 2015). Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique « Dividendes et distributions ».

Activités d'investissement

Pour le deuxième trimestre de 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 516 millions \$. Notre acquisition d'un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie et les coûts découlant de la première OPA obligatoire ont totalisé 862 millions \$. Nos investissements continus dans le développement et la construction d'actifs de production d'énergie ont atteint 67 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 19 millions \$. Les liquidités soumises à restrictions et autres se sont élevées à 531 millions \$ et sont principalement attribuables au financement de la première OPA obligatoire visant les actions détenues par les actionnaires publics d'Isagen. Se reporter à la rubrique « Acquisition d'Isagen ».

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 2 988 millions \$. Nos investissements étaient liés à l'acquisition d'Isagen, d'un portefeuille hydroélectrique au Brésil et d'un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie. Combinés, ces investissements totalisent 2 764 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Nos investissements continus dans le développement et la construction d'actifs de production d'énergie ont atteint 112 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 32 millions \$.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Actions privilégiées

Le 1^{er} avril 2015, le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 1 pour la période de cinq ans commençant le 1^{er} mai 2015 et se terminant le 30 avril 2020 a été rajusté, et si des dividendes sont déclarés, ils seront versés au taux annuel de 3,355 % (0,2096875 \$ CA par action par trimestre). Les porteurs de 4 518 289 actions privilégiées de série 1 ont exercé leur droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de catégorie A, série 2 à raison de une pour une. Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 auront 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 2,62 %. Le dividende trimestriel pour la période du 1^{er} mai 2016 au 31 juillet 2016 a été versé le 2 août 2016 au taux annuel de 3,082 % (0,194208 \$ CA par action).

Le 23 juin 2015, 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 lancer une 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 sommes autorisés à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de nos actions privilégiées de catégorie A. Les rachats ont été initialement autorisés pour un an à compter du 26 juin 2015. En juin 2016, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler

l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour une année supplémentaire. Par conséquent, elle prendra fin le 26 juin 2017 ou plus tôt si nous terminons 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 jusqu'au 8 février 2016 et a été conclue à cette date. 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 638 millions \$ correspondent à une participation d'environ 16 % dans Isagen qui n'était pas détenue par le consortium au 30 juin 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 10 millions \$ ont été versées au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2016 (respectivement 2 millions \$ et 4 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

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 7 ont le droit de recevoir des distributions trimestrielles cumulatives fixes à un taux annuel de 1,375 \$ CA la part, un rendement de 5,5 %, pour la période initiale venant à échéance le 31 janvier 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 4,47 %, et ii) 5,5 %. Les parts de société en commandite privilégiées de série 7 sont rachetables à compter du 31 janvier 2021.

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 7 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 7 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 8, sous réserve de certaines conditions, le 31 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 8 auront le droit de recevoir des distributions trimestrielles variables cumulatives, dans la mesure où l'on en déclare, à un taux annuel équivalant au rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada (« bons du Trésor ») à trois mois, majoré de 4,47 %.

En mai 2016, Brookfield Renewable a émis 8 000 000 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 à compter du 31 juillet 2021.

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 9 auront 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 des parts de société en commandite privilégiées de 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 juin 2016, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Brookfield Renewable.

CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Nous avons lancé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités le 29 décembre 2014 afin de 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. En décembre 2015, nous avons renouvelé l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités et l'autorisation à racheter jusqu'à 7,1 millions de parts de société en commandite, laquelle 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 juin 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	131 431	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	166 671 809	143 188 170
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ¹⁾	296 330 432	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	115 545 865	103 161 184
	166 671 809	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 :

	Trimestres clos les 30 juin				Semestres clos les 30 juin			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
(EN MILLIONS)								
Actions privilégiées de catégorie A								
Série 1	1 \$	1 \$	1 \$	2 \$	2 \$	3 \$	2 \$	5 \$
Série 2	1	1	1	-	2	1	2	-
Série 3	2	2	2	2	4	4	4	4
Série 5	1	2	1	2	2	4	2	4
Série 6	2	2	2	2	3	4	3	4
	7 \$	8 \$	7 \$	8 \$	13 \$	16 \$	13 \$	17 \$
Parts de société en commandite privilégiées								
Série 5	1 \$	- \$	1 \$	- \$	2 \$	- \$	1 \$	- \$
Série 7	1	-	2	-	3	-	3	-
Série 9	1	-	-	-	1	-	-	-
	3 \$	- \$	3 \$	- \$	6 \$	- \$	4 \$	- \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans des filiales en exploitation								
	26 \$	62 \$	26 \$	62 \$	41 \$	97 \$	41 \$	97 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield								
	1 \$	1 \$	1 \$	1 \$	2 \$	2 \$	2 \$	2 \$
Distributions incitatives	4	2	4	2	10	4	9	4
	5 \$	3 \$	5 \$	3 \$	12 \$	6 \$	11 \$	6 \$
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 \$	57 \$	54 \$	117 \$	109 \$	115 \$	108 \$
Capitaux propres des commanditaires Brookfield Asset Management								
Porteurs de parts de société en commandite externes	19 \$	17 \$	18 \$	17 \$	37 \$	34 \$	36 \$	34 \$
	48	43	44	42	95	87	88	83
	67 \$	60 \$	62 \$	59 \$	132 \$	121 \$	124 \$	117 \$

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 au cours de 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 du semestre clos le 30 juin 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 57,6 % dans Isagen auprès du gouvernement de la Colombie (le « placement initial »). Par suite de la clôture du placement initial, le consortium a lancé la première OPA obligatoire visant la participation restante de 42,4 % détenue par des actionnaires publics.

Le 13 mai 2016, le consortium a clôturé 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 détient environ 83,6 % d'Isagen et le placement de Brookfield Renewable s'élève à environ 732 millions \$, ce qui correspond à une participation d'environ 25 %. 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 \$).

Brookfield Renewable est le commandité et détient le contrôle effectif de l'entité qui détient la participation de 83,6 % du consortium dans Isagen.

Le placement initial et la première OPA obligatoire ont été financés comme suit :

(EN MILLIONS)	Placement initial de 57,6 %	Première OPA obligatoire de 26,0 %	Total de 83,6 %
Emprunts sans recours	510 \$	- \$	510 \$
Participations ne donnant pas le contrôle	1 244	422	1 666
Brookfield Renewable	225	507	732
	1 979 \$	929 \$	2 908 \$

Le consortium a obtenu 750 millions \$ en financement sans recours, sur lequel 510 millions \$ ont été prélevés afin de financer en partie la participation initiale de 57,6 %. Le prêt porte intérêt au TIOL majoré d'une marge de 2,50 % et vient à échéance en janvier 2021. Brookfield Renewable a également obtenu, de façon indépendante de ses partenaires institutionnels, une facilité d'acquisition de 500 millions \$ pour financer partiellement son placement en titres de capitaux propres dans le consortium. Les modalités de cette facilité de crédit respectent celles des autres facilités de crédit d'entreprise de Brookfield Renewable et la marge applicable est de 1,20 %. La facilité a été remboursée le 10 juin 2016. 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 de neuf ans au 31 mars 2016.

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

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

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹		2016	2015	
PRODUCTION (GWh)	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Production hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	1 834	2 107	2 439	2 319	(605)	(212)	(273)
Canada	1 300	1 298	1 461	1 534	(161)	(236)	2
	3 134	3 405	3 900	3 853	(766)	(448)	(271)
Brésil	917	716	965	867	(48)	(151)	201
Colombie ²	596	-	751	-	(155)	-	596
	4 647	4 121	5 616	4 720	(969)	(599)	526
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	148	157	204	203	(56)	(46)	(9)
Canada	205	235	292	292	(87)	(57)	(30)
	353	392	496	495	(143)	(103)	(39)
Europe	110	129	129	126	(19)	3	(19)
Brésil	62	77	42	61	20	16	(15)
	525	598	667	682	(142)	(84)	(73)
Divers	42	114	59	76	(17)	38	(72)
Total	5 214	4 833	6 342	5 478	(1 128)	(645)	381

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

²⁾ Comprend la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

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 juin :

	Quote-part de Brookfield Renewable														
	Hydroélectricité				Énergie éolienne				Divers ²	Siège social	Total	Participations			
	Amérique du Nord				Amérique du Nord							ne donnant			
(EN MILLIONS \$)	États-Unis	Canada	Brésil	Colombie ¹	États-Unis	Canada	Europe	Brésil				pas le contrôle			2016
Produits	138	78	44	43	22	23	13	3	4	-	368	259	627	458	
Autres produits	1	-	4	1	-	-	-	-	(1)	-	5	5	10	6	
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	9	
Coûts d'exploitation directs	(55)	(18)	(17)	(24)	(5)	(5)	(7)	(1)	(3)	(6)	(141)	(121)	(262)	(134)	
BAIIA ajusté ³	85	61	31	20	17	18	6	2	-	(6)	234	143	377	339	
Charge d'intérêts – emprunts	(29)	(16)	(7)	(9)	(4)	(6)	(3)	(2)	-	(25)	(101)	(60)	(161)	(114)	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	(15)	(13)	
Impôt exigible	(1)	-	(2)	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(2)	(5)	(5)	
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(3)	-	(3)	-	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(81)	(81)	(53)	
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	(7)	(8)	
Fonds provenant des activités ³	55	45	22	11	13	12	3	-	-	(56)	105	-	105	146	
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													(17)	(15)	
Fonds provenant des activités ajustés ³													88	131	
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													17	15	
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle													88	61	
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées													3	-	
Amortissements													(204)	(161)	
Perte latente sur les instruments financiers													(2)	-	
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													(3)	(5)	
(Charge) recouvrement d'impôt différé													(6)	6	
Divers													-	(12)	
Résultat net													(19)	35	
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie													217	154	
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													3	12	
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées													25	(21)	
Variation nette des soldes du fonds de roulement													(87)	(16)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation													139	164	

¹⁾ Comprend la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

²⁾ La colonne Divers comprend les centrales de cogénération en Amérique du Nord et les installations à la biomasse au Brésil.

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 LE SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2016

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

					Variation des résultats		
					Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	Production réelle ¹		Production MLT ¹		2016	2015	
PRODUCTION (GWh)	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Production hydroélectrique							
Amérique du Nord							
États-Unis	4 263	3 868	4 637	4 527	(374)	(659)	395
Canada	3 011	2 777	2 678	2 747	333	30	234
	7 274	6 645	7 315	7 274	(41)	(629)	629
Brésil	1 771	1 385	1 954	1 745	(183)	(360)	386
Colombie ²	851	-	1 105	-	(254)	-	851
	9 896	8 030	10 374	9 019	(478)	(989)	1 866
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	250	236	332	331	(82)	(95)	14
Canada	506	516	616	616	(110)	(100)	(10)
	756	752	948	947	(192)	(195)	4
Europe	296	308	307	301	(11)	7	(12)
Brésil	109	77	76	61	33	16	32
	1 161	1 137	1 331	1 309	(170)	(172)	24
Divers	62	226	114	128	(52)	98	(164)
Total	11 119	9 393	11 819	10 456	(700)	(1 063)	1 726

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

²⁾ Comprend la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

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 le semestre clos le 30 juin 2016 :

(EN MILLIONS \$)	Quote-part de Brookfield Renewable										Divers ²	Siège social	Total	Participations		
	Hydroélectricité				Énergie éolienne				ne donnant							
	Amérique du Nord				Amérique du Nord				pas le contrôle							
	États-Unis	Canada	Brésil	Colombie ¹	États-Unis	Canada	Europe	Brésil	2016	2015						
Produits	307	183	86	73	31	52	29	6	5	-	772	529	1 301	899		
Autres produits	1	22	6	2	-	-	-	-	(4)	-	27	5	32	33		
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4	13		
Coûts d'exploitation directs	(108)	(37)	(34)	(41)	(9)	(9)	(12)	(2)	(5)	(12)	(269)	(236)	(505)	(268)		
BAIIA ajusté ³	202	169	59	34	22	43	17	4	(4)	(12)	534	298	832	677		
Charge d'intérêts – emprunts	(57)	(30)	(12)	(13)	(8)	(13)	(6)	(3)	-	(44)	(186)	(102)	(288)	(219)		
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(30)	(30)	-	(30)	(27)		
Impôt exigible	(3)	-	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(5)	(12)	(10)		
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	(6)	-		
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(191)	(191)	(106)		
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	-	(13)	(16)		
Fonds provenant des activités ³	142	139	43	21	14	30	11	1	(4)	(105)	292	-	292	299		
Déduire : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													(33)	(30)		
Fonds provenant des activités ajustés ³													259	269		
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴													33	30		
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle													204	122		
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées													6	-		
Amortissements													(383)	(319)		
Perte latente sur les instruments financiers													(2)	(8)		
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													(4)	(6)		
(Charge) recouvrement d'impôt différé													(41)	12		
Divers													(12)	(14)		
Résultat net													60	86		
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie													414	320		
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence													3	20		
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées													19	(7)		
Variation nette des soldes du fonds de roulement													(132)	(23)		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation													364	396		

¹⁾ Comprend la production des centrales hydroélectriques et des centrales de cogénération. Se reporter à la rubrique « Informations sectorielles ».

²⁾ La colonne Divers comprend les centrales de cogénération en Amérique du Nord et les installations à la biomasse au Brésil.

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 juin 2016			31 déc. 2015		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)		Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	
Emprunts de la société	5,0	6,0	1 470 \$	5,0	6,5	1 373 \$
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord						
États-Unis	5,7	7,2	2 100	6,0	8,2	2 041
Canada	5,4	11,9	1 700	5,6	13,1	1 471
Europe	5,6	9,3	3 800	5,8	10,2	3 512
Brésil	3,9	11,2	256	3,9	11,0	250
Colombie	10,3	10,9	245	9,8	11,3	207
	9,0	7,4	467	-	-	-
	5,6	11,9	4 768	5,6	9,6	3 969
Facilités de crédit						
Facilités de crédit d'entreprise	1,8	5,0	647	1,4	4,5	368
Total de la dette			6 885 \$			5 710 \$
Ajouter : primes non amorties ¹			6			3
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(43)			(40)
Quote-part de Brookfield Renewable			6 848			5 673
Participations ne donnant pas le contrôle			3 200			1 665
Selon les états financiers en IFRS			10 048 \$			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.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS CONSOLIDÉS HISTORIQUES

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

	2016		2015				2014	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Production (GWh) – MLT ^{1, 2}	10 951	9 044	6 369	5 459	7 199	6 516	5 770	5 065
Production (GWh) – réelle ^{1, 2}	8 792	9 029	6 117	4 992	6 400	5 823	8 839	4 383
Produits	627 \$	674 \$	392 \$	337 \$	458 \$	441 \$	408 \$	342 \$
BAIIA ajusté ³	377	455	258	242	339	338	273	223
Fonds provenant des activités ³	105	187	88	80	146	153	116	61
Résultat net :								
Participations ne donnant pas le contrôle								
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(1)	27	8	37	10	14	(8)	(2)
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	(13)	20	(13)	(8)	8	14	14	(16)
Actions privilégiées	7	6	7	7	8	8	9	10
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	3	3	1	-	-	-	-	-
Capitaux propres des commanditaires	(15)	23	(13)	(9)	9	15	16	(17)
	(19)	79	(10)	27	35	51	31	(25)
Résultat de base et dilué par part de société en commandite	(0,11)	0,16	(0,09)	(0,07)	0,07	0,10	0,11	(0,13)
Moyenne des parts de société en commandite en circulation (en millions)	148,5	143,2	143,3	143,4	143,4	143,4	143,3	143,3
Distributions :								
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	5	7	3	3	3	3	1	2
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	58	59	54	54	54	55	50	50
Actions privilégiées	7	6	7	7	8	8	9	10
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	3	3	1	-	-	-	-	-
Capitaux propres des commanditaires	67	65	59	59	60	61	56	56

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

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

³⁾ 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 juin 2016 » et « Production et revue financière par secteur pour le semestre clos le 30 juin 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 www.brookfieldrenewable.com, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

La seconde OPA obligatoire a été lancée le 16 juillet 2016 et devrait se clore en septembre 2016. Si le consortium réussit à acquérir la totalité des actions en circulation restantes d'Isagen, un montant additionnel d'environ 618 millions \$ (1,8 mille milliards de COP) serait investi par le consortium (compte tenu des coûts de transaction). À la clôture de la seconde OPOA, la participation du consortium dans Isagen devrait augmenter et possiblement atteindre 100 %

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, le portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, la diversification de notre bassin d'actionnaires, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution de Brookfield Renewable, ainsi que l'accès aux capitaux de Brookfield Renewable. 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 « croît », 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; le fait que nous n'ayons pas le 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 la date du présent rapport intermédiaire. 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 juin 2016	31 déc. 2015
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	210 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions		183	198
Créances clients et autres actifs courants	5	476	256
Actifs liés à des instruments financiers	6	32	26
Montants à recevoir de parties liées		52	57
		953	600
Actifs liés à des instruments financiers	6	176	20
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	205	197
Immobilisations corporelles à la juste valeur	9	25 509	18 358
Goodwill	10	932	-
Actifs d'impôt différé	13	202	157
Autres actifs non courants		192	175
		28 169 \$	19 507 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	11	449 \$	284 \$
Passifs liés à des instruments financiers	6	267	127
Montants à payer à des parties liées		82	64
Tranche courante de la dette à long terme	12	957	770
		1 755	1 245
Passifs liés à des instruments financiers	6	152	64
Dette à long terme et facilités de crédit	12	9 091	6 568
Passifs d'impôt différé	13	3 995	2 695
Autres passifs non courants		332	172
		15 325	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	5 541	2 587
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	56	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	2 767	2 559
Actions privilégiées	14	599	610
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	324	128
Capitaux propres des commanditaires	16	3 557	2 827
		12 844	8 763
		28 169 \$	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		Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2016	2015	2016	2015
Produits	7	627 \$	458 \$	1 301 \$	899 \$
Autres produits		10	6	32	33
Coûts d'exploitation directs		(262)	(134)	(505)	(268)
Coûts de service de gestion	7	(15)	(13)	(30)	(27)
Charge d'intérêts – emprunts	12	(161)	(114)	(288)	(219)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	(1)	4	-	7
Perte latente sur les instruments financiers	6	(2)	-	(2)	(8)
Amortissement	9	(204)	(161)	(383)	(319)
Divers	3	-	(12)	(12)	(14)
Résultat avant impôts sur le résultat		(8)	34	113	84
(Charge) recouvrement d'impôt					
Exigible	13	(5)	(5)	(12)	(10)
Différé	13	(6)	6	(41)	12
		(11)	1	(53)	2
Résultat net		(19) \$	35 \$	60 \$	86 \$
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	(1)	10	26	24
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	(13)	8	7	22
Actions privilégiées	14	7	8	13	16
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	3	-	6	-
Capitaux propres des commanditaires	16	(15)	9	8	24
		(19) \$	35 \$	60 \$	86 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		(0,11) \$	0,07 \$	0,05 \$	0,17 \$

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
		2016	2015	2016	2015
Résultat net		(19) \$	35 \$	60 \$	86 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net					
Réévaluation des immobilisations corporelles		20	39	20	39
Perte actuarielle sur les régimes à prestations définies		-	-	(3)	-
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	13	(5)	-	2	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		15	39	19	39
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net					
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie					
Profit (perte) de la période	6	(40)	69	(82)	21
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	6	(11)	(11)	(23)	(18)
Profit latent (perte latente) sur les titres disponibles à la vente		21	(7)	33	(7)
Écart de conversion		382	97	1 190	(463)
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	6	(20)	(13)	(100)	39
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	13	14	(10)	24	(6)
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		346	125	1 042	(434)
Autres éléments du résultat global		361	164	1 061	(395)
Résultat global		342 \$	199 \$	1 121 \$	(309) \$
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	121	50	524	3
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield					
	14	2	1	5	(3)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield					
	14	97	61	252	(130)
Actions privilégiées	14	10	18	52	(35)
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	3	-	6	-
Capitaux propres des commanditaires	16	109	69	282	(144)
		342 \$	199 \$	1 121 \$	(309) \$

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 JUIN (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 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 31 mars 2016	(530) \$	(512) \$	4 022 \$	(8) \$	(45) \$	5 \$	2 932 \$	177 \$	595 \$	5 796 \$	54 \$	2 653 \$	12 207 \$
Résultat net	(15)	-	-	-	-	-	(15)	3	7	(1)	-	(13)	(19)
Autres éléments du résultat global	-	121	3	-	(12)	12	124	-	3	122	2	110	361
Parts de société en commandite priviliégiées et parts de société en commandite émises (notes 15 et 16)													
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustements	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Apports en capital (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	641	-	-	641
Distributions ou dividendes déclarés	(67)	-	-	-	-	-	(67)	(3)	(7)	(26)	(5)	(58)	(166)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Première OPA obligatoire (notes 3 et 14)	(17)	18	-	-	-	-	1	-	-	(991)	-	-	(990)
Divers	8	-	-	-	-	-	8	-	1	-	3	(8)	4
Variation au cours de la période	483	139	3	-	(12)	12	625	147	4	(255)	2	114	637
Solde au 30 juin 2016	(47) \$	(373) \$	4 025 \$	(8) \$	(57) \$	17 \$	3 557 \$	324 \$	599 \$	5 541 \$	56 \$	2 767 \$	12 844 \$
Solde au 31 mars 2015	(286) \$	(458) \$	3 685 \$	(9) \$	(38) \$	- \$	2 894 \$	- \$	667 \$	2 323 \$	54 \$	2 617 \$	8 555 \$
Résultat net	9	-	-	-	-	-	9	-	8	10	-	8	35
Autres éléments du résultat global	-	34	16	-	13	(3)	60	-	10	40	1	53	164
Rachat de parts de société en commandite pour annulation	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	-	-	93
Distributions ou dividendes déclarés	(60)	-	-	-	-	-	(60)	-	(8)	(62)	(3)	(54)	(187)
Régime de réinvestissement des distributions	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Divers	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	-	(10)	2	-	(10)
Variation au cours de la période	(53)	34	16	-	13	(3)	7	-	10	71	-	7	95
Solde au 30 juin 2015	(339) \$	(424) \$	3 701 \$	(9) \$	(25) \$	(3) \$	2 901 \$	- \$	677 \$	2 394 \$	54 \$	2 624 \$	8 650 \$

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 SEMESTRES CLOS LES 30 JUIN (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 priviliés	Actions priviliées	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 rachatables/ 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	8	-	-	-	-	-	8	6	13	26	-	7	60
Autres éléments du résultat global	-	279	6	(1)	(27)	17	274	-	39	498	5	245	1 061
Parts de société en commandite priviliées 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 priviliées (notes 14 et 15)	-	-	-	-	-	-	-	50	(50)	-	-	-	-
Apports en capital (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 044	-	-	2 044
Acquisitions (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 417	-	-	1 417
Distributions ou dividendes déclarés	(132)	-	-	-	-	-	(132)	(6)	(13)	(41)	(12)	(117)	(321)
Régime de réinvestissement des distributions	4	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	4
Première offre publique d'achat obligatoire (notes 3 et 14)	(17)	18	-	-	-	-	1	-	-	(991)	-	-	(990)
Divers	3	-	-	-	-	-	3	(1)	-	1	9	(10)	2
Variation au cours de la période	438	297	6	(1)	(27)	17	730	196	(11)	2 954	4	208	4 081
Solde au 30 juin 2016	(47) \$	(373) \$	4 025 \$	(8) \$	(57) \$	17 \$	3 557 \$	324 \$	599 \$	5 541 \$	56 \$	2 767 \$	12 844 \$
Solde au 31 décembre 2014	(241) \$	(241) \$	3 685 \$	(9) \$	(27) \$	- \$	3 167 \$	- \$	728 \$	2 062 \$	59 \$	2 865 \$	8 881 \$
Résultat net	24	-	-	-	-	-	24	-	16	24	-	22	86
Autres éléments du résultat global	-	(183)	16	-	2	(3)	(168)	-	(51)	(21)	(3)	(152)	(395)
Rachat de parts de société en commandite pour annulation	(1)	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	423	-	-	423
Distributions ou dividendes déclarés	(121)	-	-	-	-	-	(121)	-	(16)	(97)	(6)	(109)	(349)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	-	3	4	(2)	3
Variation au cours de la période	(98)	(183)	16	-	2	(3)	(266)	-	(51)	332	(5)	(241)	(231)
Solde au 30 juin 2015	(339) \$	(424) \$	3 701 \$	(9) \$	(25) \$	(3) \$	2 901 \$	- \$	677 \$	2 394 \$	54 \$	2 624 \$	8 650 \$

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
		2016	2015	2016	2015
Activités d'exploitation					
Résultat net		(19) \$	35 \$	60 \$	86 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :					
Amortissement des immobilisations corporelles	9	204	161	383	319
Perte latente sur les instruments financiers	6	2	-	2	8
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	1	(4)	-	(7)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	13	6	(6)	41	(12)
Autres éléments sans effet de trésorerie		4	3	(12)	12
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	3	12	3	20
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		25	(21)	19	(7)
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(87)	(16)	(132)	(23)
		139	164	364	396
Activités de financement					
Dette à long terme – emprunts	12	352	269	1 630	790
Dette à long terme – remboursements	12	(386)	(238)	(494)	(555)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	641	93	2 044	423
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	3, 14	(929)	-	(929)	-
Émission de parts de société en commandite privilégiées	15	147	-	147	-
Émission de parts de société en commandite		657	-	657	-
Distributions versées :					
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	(26)	(62)	(41)	(97)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(7)	(8)	(13)	(17)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	15	(3)	-	(4)	-
Aux porteurs de parts de Brookfield Renewable ou de BRELP	14, 16	(124)	(116)	(250)	(231)
		322	(62)	2 747	313
Activités d'investissement					
Acquisitions	3	(862)	(132)	(2 881)	(679)
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	-	-	117	19
Investissement dans les éléments suivants :					
Dépenses d'investissement de maintien	9	(19)	(13)	(32)	(28)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	9	(67)	(57)	(112)	(78)
Placements dans des titres	6	(99)	-	(116)	(16)
Liquidités soumises à restrictions et autres		531	14	36	42
		(516)	(188)	(2 988)	(740)
Profit (perte) de change sur la trésorerie		5	3	24	(6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie					
(Diminution) augmentation		(50)	(83)	147	(37)
Solde au début de la période		260	196	63	150
Solde à la fin de la période		210 \$	113 \$	210 \$	113 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :					
Intérêts payés		198 \$	148 \$	275 \$	207 \$
Intérêts reçus		11	4	20	8
Impôts sur le résultat payés		1	9	17	19

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, en Colombie, au Brésil 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 4 août 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

Le 22 janvier 2016, le consortium a acquis auprès du gouvernement colombien une participation de 57,6 % dans Isagen (le « placement initial »). La contrepartie globale versée dans le cadre du placement initial s'élevait à environ 1,9 milliard \$ (6,5 mille milliards de COP). 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 placement initial de Brookfield Renewable était de 225 millions \$ pour une participation d'environ 9 % dans Isagen, compte tenu des participations ne donnant pas le contrôle détenues par ses partenaires institutionnels et actionnaires publics. Isagen est une entité inscrite en Colombie et, suivant la clôture du placement initial, les 42,4 % d'actions restantes étaient détenues 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 offres publiques d'achat obligatoires (les « 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 détient une participation d'environ 83,6 % dans Isagen, et le placement de Brookfield Renewable s'élève à environ 732 millions \$, ce qui correspond à une participation d'environ 25 % 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 \$). Dans le cadre de la première OPA obligatoire, le placement de Brookfield Renewable était de 507 millions \$ alors que la tranche restante de 422 millions \$ était financée au moyen de participations ne donnant pas le contrôle détenues par Brookfield Renewable.

Brookfield Renewable est le commandité et a le contrôle effectif de l'entité par l'entremise de laquelle le consortium détient une participation de 83,6 % dans Isagen.

Les contreparties pour le placement initial et pour la première OPA obligatoire ont été financées comme suit :

	Placement initial ¹ de 57,6 %	Première OPA obligatoire ² de 26,0 %	Total de 83,6 %
(EN MILLIONS)			
Emprunts sans recours	510 \$	- \$	510 \$
Participations ne donnant pas le contrôle	1 244	422	1 666
Brookfield Renewable	225	507	732
	1 979 \$	929 \$	2 908 \$

¹⁾ La contrepartie globale de 1 979 millions \$ représente : l'acquisition d'une participation de 57,6 % dans Isagen (1 926 millions \$), les coûts de financement et d'acquisition (24 millions \$), les fonds soumis à restrictions aux termes d'une convention de crédit (9 millions \$) et l'excédent de trésorerie aux fins du financement des placements consécutifs dans Isagen et les charges (20 millions \$). Le taux de change utilisé pour cette colonne était de 1 \$ = 3 368 COP.

²⁾ Les montants libellés en dollars américains dans cette colonne sont fondés sur un taux de change de 1 \$ = 3 151 COP.

Le consortium a obtenu 750 millions \$ en financement sans recours, sur lequel 510 millions \$ ont été prélevés afin de financer en partie la participation initiale de 57,6 %. Le prêt porte intérêt au taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL ») majoré d'une marge de 2,50 % et vient à échéance en janvier 2021. Brookfield Renewable a également obtenu, de façon indépendante de ses partenaires institutionnels, une facilité d'acquisition de 500 millions \$ pour financer partiellement son placement en titres de capitaux propres dans le consortium et dans le but d'augmenter le pourcentage de sa participation grâce aux OPA obligatoires. Les modalités de cette facilité de crédit respectent celles des autres facilités de crédit d'entreprise de Brookfield Renewable et la marge applicable est de 1,20 %. La facilité a été remboursée le 10 juin 2016. 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 de neuf ans au 31 mars 2016.

Les coûts d'acquisition totaux de 11 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 du placement initial dans Isagen et de la première OPA obligatoire; 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 476 millions \$ (non audités) pour le semestre clos le 30 juin 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 \$).

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 conserve une participation d'environ 33 % donnant le contrôle dans ce portefeuille. 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 29 millions \$ (non audités) pour le semestre clos le 30 juin 2016.

En avril 2016, Brookfield Renewable a conclu des conventions de vote avec une filiale de Brookfield liée à Brookfield Infrastructure Fund III, laquelle est co-investisseur avec une filiale de Brookfield Renewable dans l'entité (l'« entité ») détentrice des activités de production d'électricité des centrales hydroélectriques en Pennsylvanie. En vertu de ces conventions de vote, la filiale de Brookfield a convenu de conférer, entre autres, à Brookfield Renewable le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des administrateurs de l'entité.

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

(EN MILLIONS)	Colombie	Brésil	Pennsylvanie	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	5 712
Autres actifs non courants	15	-	-	15
Passifs courants	(463)	(3)	(1)	(467)
Dette à long terme	(912)	-	-	(912)
Passifs d'impôt différé	(1 015)	-	-	(1 015)
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 \$	2 080 \$
Goodwill (note 10)	808	-	-	808
Prix d'acquisition	1 926 \$	103 \$	859 \$	2 888 \$

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 du semestre clos le 30 juin 2016, la répartition du prix des acquisitions survenues au cours du semestre clos le 30 juin 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 juin 2016	31 déc. 2015
Trésorerie	170 \$	60 \$
Dépôts à court terme	40	3
	210 \$	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 juin 2016	31 déc. 2015
Créances clients	233 \$	98 \$
Autres créances à court terme	133	87
Charges payées d'avance et créances diverses	110	71
	476 \$	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 :

	30 juin 2016				31 déc.
(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	2015
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	210 \$	- \$	- \$	210 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	319	-	-	319	336
Actifs liés à des instruments financiers ¹					
Contrats d'énergie dérivés	-	23	-	23	31
Swaps de taux d'intérêt	-	1	-	1	-
Swaps de change	-	16	-	16	1
Placements disponibles à la vente	168	-	-	168	14
Immobilisations corporelles	-	-	25 509	25 509	18 358
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ¹					
Contrats d'énergie dérivés	-	(3)	-	(3)	(1)
Swaps de taux d'intérêt	-	(295)	-	(295)	(178)
Swaps de change	-	(121)	-	(121)	(12)
Contrepartie éventuelle	-	-	(22)	(22)	(32)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit ¹	-	(10 778)	-	(10 778)	(7 892)
Total	697 \$	(11 157) \$	25 487 \$	15 027 \$	10 688 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours du semestre clos le 30 juin 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 juin 2016		(Actif) passif net	31 déc.
	Actif	Passif		2015 (Actif) passif net
Contrats d'énergie dérivés	23 \$	3 \$	(20) \$	(30) \$
Swaps de taux d'intérêt	1	295	294	178
Swaps de change	16	121	105	11
Placements disponibles à la vente	168	-	(168)	(14)
Total	208	419	211	145
Moins : tranche courante	32	267	235	101
Tranche non courante	176 \$	152 \$	(24) \$	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 le semestre clos le 30 juin 2016, les profits latents associés à la juste valeur des titres disponibles à la vente s'élevaient à 33 millions \$ (pertes latentes de 7 millions \$ en 2015).

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(EN MILLIONS)	2016	2015	2016	2015
Contrats d'énergie dérivés	(4) \$	- \$	- \$	2 \$
Swaps de taux d'intérêt	-	2	(2)	2
Swaps de change – flux de trésorerie	2	(2)	-	(12)
	(2) \$	- \$	(2) \$	(8) \$

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(EN MILLIONS)	2016	2015	2016	2015
Contrats d'énergie dérivés	(6) \$	10 \$	16 \$	4 \$
Swaps de taux d'intérêt	(42)	59	(112)	13
Swaps de change – flux de trésorerie	8	-	14	4
	(40) \$	69 \$	(82) \$	21 \$
Swaps de change – investissement net	(20)	(13)	(100)	39
	(60) \$	56 \$	(182) \$	60 \$

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Contrats d'énergie dérivés	(14) \$	(10) \$	(26) \$	(17) \$
Swaps de taux d'intérêt	3	(1)	3	(1)
	(11) \$	(11) \$	(23) \$	(18) \$

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.

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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Conventions d'achat et conventions relatives aux produits	137 \$	146 \$	319 \$	255 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	3	2	5	4
	140 \$	148 \$	324 \$	259 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	- \$	(2) \$	(1) \$	(4) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(11)	(11)
Services d'assurance	(11)	(6)	(19)	(13)
	(17) \$	(14) \$	(31) \$	(28) \$
Coûts de service de gestion	(15) \$	(13) \$	(30) \$	(27) \$

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	Semestre	Exercice
	clos le 30 juin 2016	clos le 30 juin 2016	clos le 31 déc. 2015
Solde au début de la période / de l'exercice	205 \$	197 \$	273 \$
Quote-part du résultat net	(1)	-	10
Réévaluation comptabilisée par le biais des autres éléments du résultat global	-	-	96
Quote-part des autres éléments du résultat global	1	1	-
Dividendes déclarés	(3)	(3)	(19)
Remboursements de capital, montant net	-	-	(144)
Écart de conversion	3	10	(19)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	205 \$	205 \$	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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Produits	27 \$	42 \$	51 \$	69 \$
Résultat net	(1)	7	-	13
Quote-part du résultat net				
Résultats en trésorerie	2	9	4	13
Résultats sans effet de trésorerie	(3)	(5)	(4)	(6)

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Hydro- électricité ^{1, 2}	Énergie éolienne ²	Divers ^{2, 3}	Total
Au 31 décembre 2015	14 847 \$	3 233 \$	278 \$	18 358 \$
Ajouts	96	39	12	147
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises (note 3)	5 712	-	-	5 712
Écarts de conversion	1 492	128	54	1 674
Transferts et divers	(6)	(13)	-	(19)
Variation de la juste valeur comptabilisée par le biais des autres éléments du résultat global ⁴	-	20	-	20
Amortissement	(276)	(100)	(7)	(383)
Au 30 juin 2016	21 865 \$	3 307 \$	337 \$	25 509 \$

¹⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 15 millions \$ (13 millions \$ en 2015).

²⁾ Comprend les immobilisations en cours de 557 millions \$ (405 millions \$ en 2015).

³⁾ 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 ».

⁴⁾ Au cours du trimestre clos le 30 juin 2016, Brookfield Renewable a eu accès à suffisamment d'informations sur un projet 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 ce projet 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	124
Au 30 juin 2016	932 \$

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 créditeurs de Brookfield Renewable sont comme suit :

(EN MILLIONS)	30 juin 2016	31 déc. 2015
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation	117 \$	107 \$
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	51	44
Dettes fournisseurs	111	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	24	19
Divers	146	71
	449 \$	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 juin 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	2,4	155 \$	5,3	2,8	145 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	20,4	116	5,8	20,9	108
Série 6 (300 \$ CA)	6,1	0,4	233	6,1	0,9	217
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	4,3	348	5,1	4,8	325
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	5,6	309	4,8	6,1	289
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	8,9	309	3,8	9,4	289
	5,0	6,0	1 470 \$	5,0	6,5	1 373 \$
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord						
États-Unis	5,0	6,2	3 457 \$	5,3	7,0	3 203 \$
Canada	5,4	11,9	1 700	5,6	13,1	1 471
	5,1	8,1	5 157	5,4	8,9	4 674
Europe	3,9	11,1	652	3,9	11,0	631
Brésil	10,5	11,5	413	10,1	11,9	347
Colombie	9,3	7,5	1 757	-	-	-
	6,2	8,4	7 979	5,5	9,3	5 652
Facilités de crédit						
Facilité de crédit générale	1,8	5,0	647	1,4	4,5	368
Total de la dette			10 096 \$			7 393 \$
Ajouter : primes non amorties ¹			20			4
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(68)			(59)
Déduire : tranche courante			(957)			(770)
			9 091 \$			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.

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 à taux variables du Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), au taux d'intérêt à long terme de la Banque Nationale de développement économique du Brésil, ou au taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. 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 »), 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 dans le cadre du placement initial dans Isagen et des OPA obligatoires s'y rapportant. En outre, le consortium a repris des emprunts dont le solde en capital s'élevait à 3 850 milliards de COP (1 143 millions \$). Se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprises ».

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

En mars 2016, Brookfield Renewable a refinancé 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 au service de la dette de 7 millions € (8 millions \$); parallèlement, la société a acquitté un encours de 70 millions € (78 millions \$). L'emprunt à long terme porte actuellement intérêt au taux interbancaire européen (« EURIBOR »), majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 1^{er} 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 \$. L'emprunt porte actuellement intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 1,50 %.

Le 20 avril 2016, Isagen a modifié les dispositions d'un emprunt de 367 milliards de COP (122 millions \$) pour proroger son échéance à décembre 2025.

Le 17 mai 2016, Brookfield Renewable a refinancé une dette de 190 millions \$ et une facilité de lettre de crédit de 9 millions \$ associées à son portefeuille hydroélectrique de 377 MW au Tennessee et en Caroline du Nord. La dette et la facilité de lettre de crédit portent actuellement intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 3 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 %.

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 juin 2016	31 déc. 2015
Facilités de crédit autorisées	1 890 \$	1 760 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit ¹	(548)	(368)
Lettres de crédit émises	(237)	(218)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 105 \$	1 174 \$

¹⁾ Comprennent un montant de 548 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit d'entreprise non assorties de sûretés garanties par Brookfield Renewable. Ne tiennent pas compte d'un montant de 99 millions \$ emprunté sur une facilité de crédit accordée à un fonds privé auquel Brookfield participe.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2016, Brookfield Renewable a emprunté 99 millions \$ sur une facilité de crédit liée à un fonds privé auquel Brookfield Asset Management participe. La facilité porte intérêt au TIOL majoré de 1,3 % et n'est pas assortie d'une sûreté.

13. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour le semestre clos le 30 juin 2016, le taux d'imposition effectif de Brookfield Renewable s'est établi à 46,9 % (taux négatif de 2,4 % 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 juin 2016	31 déc. 2015
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	5 541 \$	2 587 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	56	52
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 767	2 559
Actions privilégiées	599	610
	8 963 \$	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 (%) ¹	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les semestres clos les 30 juin		30 juin	31 déc.
				2016	2015	2016	2015
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	2 \$	3 \$	105 \$	98 \$
Série 2 (113 \$ CA)	4,51	3,08	30 avril 2020	2	1	87	81
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	4	4	193	179
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	2	4	79	126
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	3	4	135	126
	31,03			13 \$	16 \$	599 \$	610 \$

¹⁾ Le taux de dividende de la série 2 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 juin 2016, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Les porteurs des actions privilégiées de série 1 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 %. Le dividende trimestriel pour la période du 1^{er} mai 2016 au 31 juillet 2016 a été versé au taux annuel de 3,082 % (0,194208 \$ CA par action) le 2 août 2016.

Les porteurs des actions privilégiées de série 3 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes. Le taux de rendement sera fixé de nouveau le 31 juillet 2019 et tous les cinq ans par la suite, à un taux équivalant au rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 2,94 %. Les porteurs des actions privilégiées de catégorie A, série 3, auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions en actions privilégiées de série 4 à raison de une pour une à la date de rachat la plus rapprochée et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 4 auront 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 2,94 %.

Les porteurs des actions privilégiées de série 5 et de série 6 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes.

Brookfield Renewable, BRELP et certaines filiales principales de la société de portefeuille garantissent intégralement et sans condition le paiement des dividendes sur toutes les actions privilégiées de catégorie A, le montant à payer au rachat et les montants à payer en cas de liquidation ou de dissolution d'Actions privilégiées ERB.

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

Le 23 juin 2015, nous avons annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de lancer une 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. Les rachats étaient initialement autorisés pour un an à compter du 26 juin 2015. En juin 2016, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour une autre année. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités arrivera donc à échéance

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 Infra- structure Fund	Brookfield Infra- structure Fund II	Brookfield Infra- structure Fund III	The Catalyst Group	Brookfield Energia Renovável	Investis- seurs institution- nels d'Isagen	Participa- tions ne donnant pas le contrôle dans Isagen – action- naires 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	(1)	(5)	(2)	14	-	2	17	1	26
Autres éléments du résultat global	6	75	74	-	5	134	201	3	498
Apports en capital ¹	-	7	963	-	-	1 074	-	-	2 044
Acquisition	-	-	-	-	-	-	1 417	-	1 417
Distributions	(3)	(24)	-	(12)	(1)	-	-	(1)	(41)
Première OPA obligatoire (note 3)	-	-	2	-	-	4	(997)	-	(991)
Divers	-	1	-	-	-	-	-	-	1
Au 30 juin 2016	960 \$	1 495 \$	1 037 \$	123 \$	26 \$	1 214 \$	638 \$	48 \$	5 541 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	67 %	25 %	24-30 %	37 %	16 %	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 57,6 %. Ainsi, la participation de 42,2 % dans Isagen non détenue par Brookfield Renewable et ses co-investisseurs est présentée à la juste valeur à la date de l'acquisition et est comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle. L'acquisition, dans le cadre de la première OPA obligatoire, d'une tranche de cette participation ne donnant pas le contrôle a été comptabilisée comme l'acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle. La participation restante d'environ 16 % dans Isagen qui n'était pas détenue par Brookfield Renewable et ses co-investisseurs au 30 juin 2016 demeure une participation ne donnant pas le contrôle. Toute tranche de cette participation restante qui aura été acquise dans le cadre de la seconde OPA obligatoire sera comptabilisée comme 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 juin 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 semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1 \$	1 \$	2 \$	2 \$
Distributions incitatives	4	2	10	4
	5 \$	3 \$	12 \$	6 \$
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 \$	117 \$	109 \$
	63 \$	57 \$	129 \$	115 \$

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 semestres clos les 30 juin		30 juin	31 déc.
				2016	2015	2016	2015
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	2 \$	- \$	49 \$	- \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	3	-	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	1	-	147	-
	17,89			6 \$	- \$	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. Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 5 ont le droit de recevoir des distributions trimestrielles cumulatives fixes à un prix annuel de 1,3976 \$ CA par part et à un rendement de 5,59 % pour la période initiale venant à échéance le 30 avril 2018.

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 7 ont le droit de recevoir des distributions trimestrielles cumulatives fixes à un taux annuel de 1,375 \$ CA la part, un rendement de 5,5 %, pour la période initiale venant à échéance le 31 janvier 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 4,47 %, et ii) 5,5 %. Les parts de société en commandite privilégiées de série 7 sont rachetables à compter du 31 janvier 2021.

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 7 ont le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 7 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 8, sous réserve de certaines conditions, le 31 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 8 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 4,47 %.

Émission de parts de société en commandite privilégiées

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 sur 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 janvier 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, dans la mesure où l'on en déclare, 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 juin 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 juin 2016, un total de 166 671 809 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 du semestre clos le 30 juin 2016, respectivement 74 884 et 131 431 parts de société en commandite (32 339 et 76 088 parts de société en commandite en 2015) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 30 juin 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 juin 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.

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 ajustement au titre des *Participations 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 le semestre clos le 30 juin 2016, Brookfield Renewable a déclaré respectivement des distributions de 67 millions \$ et de 132 millions \$ sur ses parts de société en commandite, soit respectivement 0,445 \$ et 0,89 \$ par part de société en commandite (60 millions \$ ou 0,415 \$ par part de société en commandite et 121 millions \$ ou 0,83 \$ par part de société en commandite en 2015).

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2016	2015	2016	2015
Brookfield	19 \$	17 \$	37 \$	34 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	48	43	95	87
	67 \$	60 \$	132 \$	121 \$

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 au cours de 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	Sociétés de portefeuille ¹	Autres filiales ²	Ajustements de consolidation ³	Brookfield Renewable (consolidé)
Au 30 juin 2016 :							
Actifs courants	29 \$	- \$	1 485 \$	125 \$	2 036 \$	(2 722) \$	953 \$
Actifs non courants	3 889	645	-	18 732	27 634	(23 684)	27 216
Passifs courants	37	9	247	2 812	1 372	(2 722)	1 755
Passifs non courants	-	-	1 233	724	13 431	(1 818)	13 570
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	5 541	-	5 541
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 767	-	-	2 767
Actions privilégiées	-	599	-	-	-	-	599
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 »).

²⁾ Comprennent des filiales de Brookfield Renewable autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et d'autres 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	Sociétés de portefeuille ¹	Autres filiales ²	Ajustements de consolidation ³	Brookfield Renewable (consolidé)
Pour le trimestre clos le 30 juin 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	627 \$	- \$	627 \$
Résultat net	(12)	-	(1)	(56)	92	(42)	(19)
Pour le trimestre clos le 30 juin 2015 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	3 \$	455 \$	- \$	458 \$
Résultat net	9	-	-	20	129	(123)	35
Pour le semestre clos le 30 juin 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	1 301 \$	- \$	1 301 \$
Résultat net	14	-	-	20	253	(227)	60
Pour le semestre clos le 30 juin 2015 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	8 \$	891 \$	- \$	899 \$
Résultat net	24	-	(1)	65	171	(173)	86

¹⁾ Comprennent BRELP, Latam Holdco, NA Holdco et Euro Holdco.

²⁾ Comprennent des filiales de Brookfield Renewable autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et d'autres 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 traditionnelles et des installations éoliennes en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil 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 la Société. 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.

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					Amérique du Nord							
	États-Unis	Canada	Total	Brésil	Colombie	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil			
Pour le trimestre clos le 30 juin 2016 :													
Produits	190 \$	78 \$	268 \$	50 \$	202 \$	38 \$	23 \$	61 \$	29 \$	8 \$	9 \$	- \$	627 \$
BAIIA ajusté	123	62	185	36	90	29	18	47	16	6	3	(6)	377
Charge d'intérêts – emprunts	(42)	(16)	(58)	(9)	(43)	(7)	(6)	(13)	(8)	(4)	(1)	(25)	(161)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(26)	(1)	(27)	(2)	(36)	(9)	-	(9)	(5)	(1)	(1)	(7)	(88)
Fonds provenant des activités	55	45	100	22	11	13	12	25	3	-	-	(56)	105
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(24)	(81)	(33)	(34)	(11)	(15)	(26)	(22)	(4)	(4)	-	(204)
Pour le trimestre clos le 30 juin 2015 :													
Produits	202 \$	84 \$	286 \$	61 \$	- \$	39 \$	25 \$	64 \$	27 \$	10 \$	10 \$	- \$	458 \$
BAIIA ajusté	149	67	216	46	-	29	21	50	16	10	5	(4)	339
Charge d'intérêts – emprunts	(40)	(17)	(57)	(6)	-	(9)	(8)	(17)	(8)	(3)	(1)	(22)	(114)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(23)	-	(23)	(4)	-	(13)	-	(13)	(6)	(4)	(3)	(8)	(61)
Fonds provenant des activités	82	50	132	34	-	7	13	20	3	3	1	(47)	146
Amortissement des immobilisations corporelles	(50)	(22)	(72)	(33)	-	(13)	(16)	(29)	(22)	(3)	(2)	-	(161)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité					Énergie éolienne					Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord					Amérique du Nord							
	États-Unis	Canada	Total	Brésil	Colombie	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil			
Pour le semestre clos le 30 juin 2016 :													
Produits	417 \$	185 \$	602 \$	98 \$	395 \$	60 \$	52 \$	112 \$	71 \$	13 \$	10 \$	- \$	1 301 \$
BAIIA ajusté	285	171	456	71	182	43	43	86	45	11	(7)	(12)	832
Charge d'intérêts – emprunts	(81)	(30)	(111)	(16)	(67)	(14)	(13)	(27)	(15)	(7)	(1)	(44)	(288)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(58)	(2)	(60)	(7)	(93)	(15)	-	(15)	(19)	(2)	5	(13)	(204)
Fonds provenant des activités	142	139	281	43	21	14	30	44	11	1	(4)	(105)	292
Amortissement des immobilisations corporelles	(110)	(47)	(157)	(63)	(56)	(23)	(28)	(51)	(42)	(7)	(7)	-	(383)
Pour le semestre clos le 30 juin 2015 :													
Produits	393 \$	190 \$	583 \$	106 \$	- \$	59 \$	56 \$	115 \$	68 \$	10 \$	17 \$	- \$	899 \$
BAIIA ajusté	276	171	447	77	-	39	47	86	55	10	9	(7)	677
Charge d'intérêts – emprunts	(81)	(33)	(114)	(10)	-	(18)	(16)	(34)	(15)	(3)	(1)	(42)	(219)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(54)	(2)	(56)	(7)	-	(16)	-	(16)	(20)	(4)	(3)	(16)	(122)
Fonds provenant des activités	136	136	272	55	-	5	31	36	20	3	5	(92)	299
Amortissement des immobilisations corporelles	(99)	(42)	(141)	(67)	-	(29)	(33)	(62)	(43)	(3)	(3)	-	(319)

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)		Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	Notes	2016	2015	2016	2015
Produits	7	627 \$	458 \$	1 301 \$	899 \$
Autres produits		10	6	32	33
Coûts d'exploitation directs		(262)	(134)	(505)	(268)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	(1)	4	-	7
Coûts de service de gestion	7	(15)	(13)	(30)	(27)
Charge d'intérêts – emprunts	12	(161)	(114)	(288)	(219)
Perte latente sur les instruments financiers	6	(2)	-	(2)	(8)
Amortissement des immobilisations corporelles	9	(204)	(161)	(383)	(319)
Divers		-	(12)	(12)	(14)
Résultat avant impôts sur le résultat		(8)	34	113	84
(Charge) recouvrement d'impôt					
Exigible	13	(5)	(5)	(12)	(10)
Différé	13	(6)	6	(41)	12
		(11)	1	(53)	2
Résultat net		(19)	35	60	86
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	3	5	4	6
Perte latente sur les instruments financiers	6	2	-	2	8
Amortissement des immobilisations corporelles	9	204	161	383	319
Divers	3	-	12	12	14
(Charge) recouvrement d'impôt différé	13	6	(6)	41	(12)
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	14	(81)	(53)	(191)	(106)
Actions privilégiées	14	(7)	(8)	(13)	(16)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	15	(3)	-	(6)	-
Fonds provenant des activités		105	146	292	299
Coûts de service de gestion		15	13	30	27
Charge d'intérêts – emprunts		161	114	288	219
Impôt exigible		5	5	12	10
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		88	61	204	122
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées		3	-	6	-
BAIIA ajusté		377 \$	339 \$	832 \$	677 \$

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	Brésil	Colombie	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil			
Au 30 juin 2016 : Immobilisations corporelles à la juste valeur	9 011 \$	5 189 \$	14 200 \$	2 230 \$	5 435 \$	871 \$	926 \$	1 797 \$	1 216 \$	294 \$	337 \$	- \$	25 509 \$
Total de l'actif	9 547	5 289	14 836	2 504	6 725	946	951	1 897	1 325	324	366	192	28 169
Total des emprunts	2 932	1 161	4 093	245	1 769	498	524	1 022	638	126	42	2 113	10 048
Total du passif	4 464	2 262	6 726	418	3 379	626	750	1 376	859	131	55	2 381	15 325
Pour le semestre clos le 30 juin 2016 : Nouvelles immobilisations corporelles	883	16	899	144	4 765	-	1	1	38	-	12	-	5 859
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 29 MW en Irlande devrait s'élever à 177 millions \$. La centrale alimentée à la biomasse et un projet éolien d'une puissance de 14 MW sont quasi achevés et devraient être pleinement en exploitation en 2016; les deux projets hydroélectriques d'une puissance combinée de 53 MW et un projet éolien d'une puissance de 15 MW, dont la construction est commencée, devraient être pleinement en exploitation en 2017; le 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 et les investisseurs institutionnels ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund et Brookfield Infrastructure Fund II. Au 30 juin 2016, les lettres de crédit émises par Brookfield Renewable et ses investisseurs institutionnels s'élevaient à 91 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 juin 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 411 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

La seconde OPA obligatoire a été lancée le 16 juillet 2016 et devrait se clore en septembre 2016. Si le consortium réussit à acquérir la totalité des actions en circulation restantes d'Isagen, un montant additionnel d'environ 618 millions \$ (1,8 mille milliards de COP) serait investi par le consortium (compte tenu des coûts de transaction connexes). À la clôture de la seconde OPA obligatoire, la participation du consortium dans Isagen devrait passer à près de 100 %.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal

73 Front Street
Fifth Floor
Hamilton, HM12
Bermudes
Téléphone : (441) 294-3304
Télécopieur : (441) 516-1988
www.brookfieldrenewable.com

Dirigeants de BRP Energy Group L.P., fournisseur de services de Brookfield Renewable 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 www.brookfieldrenewable.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 unitholderenquiries@brookfieldrenewable.com.

NYSE :

BEP

TSX :

BEP.UN

www.brookfieldrenewable.com