

RAPPORT ANNUEL 2016

Brookfield Renewable — Partners L.P.

Brookfield

NOS ACTIVITÉS

Nous gérons nos installations grâce à des plateformes d'exploitation en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe, lesquelles nous ont permis de nous concentrer sur le maintien et l'appréciation de la valeur de nos actifs tout en cultivant des relations positives avec les parties prenantes locales. Nous détenons et exploitons 217 centrales hydroélectriques, 38 installations éoliennes, 4 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 10 731 mégawatts (« MW »), un portefeuille de projets de développement d'une puissance de plus de 6 000 MW et une production moyenne à long terme (« MLT ») de 41 697 gigawattheures (« GWh »). Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 décembre 2016 :

	Réseaux hydrographiques	Installations	Puissance ¹ (MW)	MLT ^{1, 2} (GWh)	Stockage (GWh)
Hydroélectricité³					
Amérique du Nord ⁴	50	170	4 847	17 694	4 879
Colombie ⁵	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil ⁶	26	41	872	4 555	-
	82	217	8 451	36 725	8 582
Énergie éolienne^{3, 7}					
Amérique du Nord	-	10	840	2 310	-
Europe	-	23	600	1 553	-
Brésil	-	5	150	588	-
	-	38	1 590	4 451	-
Divers⁸	-	7	690	521	-
	82	262	10 731	41 697	8 582

¹⁾ Comprend la totalité de la puissance et de la production provenant des actifs que nous gérons.

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

³⁾ Pour des renseignements sur les modifications apportées à nos secteurs isolables, se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

⁴⁾ La MLT des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord 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 30 ans.

⁵⁾ La MLT des actifs hydroélectriques 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 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques de cogénération. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

⁶⁾ Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

⁷⁾ 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.

⁸⁾ Comprennent une centrale de cogénération en Colombie (300 MW), deux installations de cogénération en Amérique du Nord (215 MW) et quatre installations alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW).

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

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport annuel, dans d'autres documents déposés 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 « PARTIE 10 – Mise en garde ». Dans le présent rapport annuel, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Le présent rapport annuel, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse <https://bep.brookfield.com>, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

LETTRE AUX PORTEURS DE PARTS

En 2016, nous avons dégagé un rendement total pour les actionnaires de 20 %, déployé des capitaux propres d'environ 1 milliard \$ dans des initiatives de croissance axées sur l'hydroélectricité, fait progresser des projets de 300 mégawatts au sein des phases de construction et de développement avancé, et étendu notre portée dans un certain nombre de nouvelles régions géographiques. Nous constatons que l'environnement d'investissement continuera d'être positif sur tous les marchés, et nous croyons que l'approche patiente que nous avons adoptée au cours des cinq dernières années à l'égard de l'acquisition d'actifs éoliens et solaires commence à porter fruit et se traduira par des changements progressifs importants dans l'entreprise au fil du temps.

Mise à jour sur l'exploitation

Nous avons enregistré un BAIIA ajusté de 1,5 milliard \$ et des FPA de 419 millions \$ en 2016. Nous avons dû composer avec de faibles niveaux d'eau au cours de l'exercice et, si on suppose une production normalisée, nous aurions dégagé des flux de trésorerie de 1,6 milliard \$ et de 527 millions \$, respectivement.

Nos actifs de l'Amérique du Nord continuent d'afficher des taux de disponibilité se trouvant parmi les meilleurs de l'industrie. Les apports d'eau aux États-Unis ont été inférieurs à la moyenne en 2016, ce qui a eu une incidence disproportionnée sur les résultats. Toutefois, la performance de notre portefeuille canadien a été conforme à la moyenne à long terme, atténuant ainsi l'incidence globale. Au cours des dix dernières années, la production de notre portefeuille nord-américain s'est située dans un rayon de 1 % de la moyenne à long terme. La variabilité de la production est une composante normale de notre entreprise, mais les résultats de l'exercice qui vient de s'écouler ont été particulièrement touchés par les faibles niveaux d'eau qu'ont connus des actifs que nous détenons à 100 % et qui affichent des tarifs de CAE élevés. Comme toujours, nous gérons nos activités, nos plans d'immobilisations et notre croissance en fonction de la performance de l'entreprise à long terme et, de ce fait, nous sommes en mesure de continuer de faire croître l'entreprise tout en maintenant un bilan solide et une situation de liquidités saine.

Nos actifs éoliens de l'Europe ont enregistré une solide performance en 2016, la production se situant à 95 % de la moyenne à long terme. Nous avons également continué de faire progresser nos activités de marketing d'énergie en Europe. Nous avons conclu une convention d'approvisionnement en électricité avec Facebook en 2016, et nos discussions avec d'autres importantes sociétés d'envergure mondiale en vue d'un approvisionnement en énergie verte sont à un stade avancé. Nous avons presque terminé la mise en œuvre d'un système de surveillance des parcs éoliens qui nous permettra d'améliorer davantage les résultats en optimisant la performance des éoliennes et en réduisant au minimum les interruptions. De plus, nous faisons progresser la vente potentielle de parcs éoliens sous contrat d'une puissance d'environ 130 mégawatts inclus dans notre portefeuille de l'Irlande.

Ces projets faisaient partie de la réserve de développement que nous avons obtenue dans le cadre de l'acquisition du portefeuille Bord Gais, d'une puissance de 700 mégawatts, qui a été réalisée en 2014. Nous avons par la suite fait progresser ces projets au sein de la phase de construction, conclu des conventions d'achat d'électricité à long terme et obtenu du financement de projet sans recours et, à ce point-ci, nous cherchons à monétiser une partie du portefeuille et à recycler les capitaux ainsi obtenus dans des occasions offrant des rendements supérieurs. Lorsque nous avons acquis ce portefeuille, l'Irlande était un marché qui subissait d'importantes pressions financières, affichait une faible croissance et cherchait des façons de rembourser sa dette auprès de l'UE et du FMI. Depuis, l'économie irlandaise a fortement rebondi, et le taux de chômage a considérablement reculé, passant de 12 % à la fin de 2013 à 7,2 % à la fin de 2016. On estime que le PIB réel a crû de 3,8 % en 2016, et nous croyons qu'il continuera d'afficher une meilleure performance que celui pour l'ensemble de la zone euro. Par conséquent, nous croyons que nous pouvons vendre des actifs choisis de notre portefeuille de l'Irlande à des rendements très attrayants et recycler la majeure partie des capitaux que nous avons investis.

Au Brésil, nos activités continuent d'afficher un bon rendement, les conditions hydrologiques continuant de s'améliorer et la production éolienne dépassant la moyenne à long terme. Nous continuons d'observer une amélioration progressive de l'économie brésilienne, et nous nous attendons à ce que cette amélioration se traduise par une montée de la demande d'énergie et des prix du marché de gros. En conséquence, nous faisons preuve de patience et cherchons des occasions de saisir des prix supérieurs pour la partie hors contrat de notre production. Nous continuons à dialoguer avec bon nombre de clients commerciaux et industriels à la recherche d'occasions de contrats et, au cours de la dernière année, nous avons conclu 15 contrats de vente d'énergie à des prix allant de 200 R\$ à 270 R\$ le mégawattheure pour les deux à trois prochaines années.

Il s'est écoulé une année depuis que nous avons réalisé notre premier investissement en Colombie, à savoir l'acquisition d'une participation de contrôle dans le portefeuille Isagen, d'une puissance de 3 000 mégawatts. Nous sommes extrêmement satisfaits de la qualité des actifs, de la direction et des équipes d'exploitation, et nous travaillons ensemble en vue d'optimiser l'entreprise dans l'avenir. Au cours de cette première année complète d'exploitation, nous avons été en mesure de porter la participation de notre groupe à 100 % et avons amorcé le processus de radiation des actions de la société de la cote de la bourse de la Colombie. Les résultats ont été légèrement supérieurs au budget de la société et à nos attentes de souscription et, surprise agréable, notre équipe a fait progresser des projets de développement hydroélectrique de 100 mégawatts inclus dans la réserve que nous avons acquise et est persuadée que cette réserve de développement fournira d'autres occasions de croissance. Nos objectifs sont axés sur l'amélioration de l'exploitation et l'émergence de gains d'efficacité qui, nous croyons, accroîtront la valeur de ce portefeuille à long terme.

Développement

À l'aube de 2017, nous avons des actifs de 300 mégawatts en construction ou à un stade avancé de développement représentant des capitaux de croissance additionnels de 700 millions \$ (dont notre quote-part est de 240 millions \$); ces actifs devraient contribuer un montant supplémentaire de 45 à 50 millions \$ aux fonds provenant des activités une fois mis en service. Ces projets, qui sont répartis en Amérique du Nord, en Amérique du Sud et en Europe, visent tous des rendements du capital investi aux alentours de 17 à 19 %. Une tranche d'environ 80 mégawatts se rapporte à des projets éoliens en Europe, et le reste représente des projets hydroélectriques en Amérique du Nord et en Amérique du Sud. Parmi l'ensemble de ceux-ci, des projets d'une puissance de 150 mégawatts sont actuellement en construction et devraient être mis en service d'ici la fin de 2018.

Tous les projets en construction progressent conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus. Au Brésil, nous avons récemment mis en service une installation hydroélectrique de 25 mégawatts et nous poursuivons la construction de deux autres projets hydroélectriques d'une puissance totalisant 47 mégawatts. Du côté de l'Europe, nous continuons de faire progresser deux projets éoliens d'une puissance totalisant 43 mégawatts en Irlande, et nous faisons également avancer vers le stade de la construction notre premier projet éolien en Écosse, d'une puissance de 19 mégawatts, et un autre projet de 19 mégawatts en République d'Irlande.

Enfin, au quatrième trimestre, nous avons convenu d'acquérir deux nouveaux projets de développement solaire qui en sont aux premiers stades du développement et représentent en tout 120 mégawatts. Ces projets nous permettront de reconstituer notre réserve et de continuer à procurer une solide croissance organique à l'entreprise.

Bilan et liquidités

Nous avons maintenu des niveaux élevés de liquidités tout au long de l'exercice et avons terminé 2016 avec des liquidités disponibles d'environ 1,2 milliard \$. En 2016, nous avons accédé avec succès aux marchés des emprunts et des capitaux propres : nous avons mobilisé du nouveau financement de

1,2 milliard \$ et réalisé des financements sans recours de 2,7 milliards \$. Cela a compris le refinancement de toutes les dettes en cours dont l'échéance était en 2016. Nous avons allongé la durée de notre portefeuille d'emprunts et avons fixé les taux dans ce contexte de faiblesse continue des taux d'intérêt. Étant donné que nos financements sont principalement à taux fixe et que leur durée moyenne pondérée est d'environ neuf ans sur une base proportionnelle, nous sommes bien à l'abri des fluctuations des taux d'intérêt.

Environnement d'investissement

Les portefeuilles hydroélectriques, éoliens et solaires continuent de changer de mains à des valeurs affichant une prime sur tous nos principaux marchés. Les niveaux auxquels ces actifs sont échangés témoignent de la proposition de valeur continue des énergies renouvelables et mettent en lumière la valeur intrinsèque de notre propre portefeuille. Nous continuons d'identifier un éventail de nouvelles occasions d'investissement qui affichent un solide potentiel de rendement et à l'égard desquelles nous possédons des avantages concurrentiels. Par conséquent, nous nous concentrons sur des occasions qui nécessitent une expertise sur le plan de l'exploitation et du développement, un accès à des capitaux de grande envergure, des capacités en matière de restructuration et une approche d'investissement contra-cyclique à long terme.

Au cours de l'exercice, un nombre considérable de faits nouveaux sont survenus dans notre secteur et qui, selon nous, positionnera l'entreprise de façon positive en vue d'une croissance continue.

Amérique du Nord

L'issue des élections américaines a mis en relief un certain nombre d'enjeux au sein du secteur de l'énergie renouvelable qui pourrait évoluer au cours des quatre prochaines années. Cela comprend l'annulation possible du Clean Power Plan, le désengagement à l'égard des initiatives mondiales visant l'établissement de cibles pour le carbone (c.-à-d. l'accord de Paris), et l'abolition des subventions fédérales pour les énergies éolienne et solaire. Nous ne croyons pas que les deux premiers changements auront une incidence significative sur notre entreprise, car les politiques en matière d'énergie renouvelable sont principalement établies par les États et la participation à des initiatives mondiales telles que l'accord de Paris ne changera pas la tendance à long terme à la décarbonisation. Toutefois, la réduction ou l'abolition des subventions fédérales pour les énergies éolienne et solaire pourrait changer les perspectives d'investissement dans des actifs de ce type, les rendant plus attrayants aux yeux d'investisseurs comme nous et moins pour les investisseurs à faible coût du capital ou axés sur les aspects fiscaux qui étaient auparavant activement à la recherche de tels actifs.

À l'heure actuelle, il est prévu que les subventions fédérales pour les énergies éolienne et solaire diminuent en 2021 et en 2022, respectivement, à moins que les décideurs politiques choisissent de les reconduire comme ils l'ont fait par le passé. Ces subventions ont généralement eu pour effet de fournir une rémunération supplémentaire pour une catégorie d'actifs qui n'était pas naturellement compétitive et ont par conséquent facilité le remplacement de la production alimentée au charbon thermique par des technologies sans émission de carbone. Par exemple, il y a de cela quelques années seulement, le coût installé de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) produite par des centrales commerciales dépassait 3 \$ le watt, avant incitatifs. De nos jours, le coût installé de l'énergie solaire PV produite par des centrales commerciales est plus faible et s'élève à environ 1,10 \$ à 1,20 \$ le watt aux États-Unis, ce qui rend la technologie concurrentielle sur le plan des coûts par rapport à la production thermique traditionnelle (ce que l'on appelle la « parité réseau ») et fait ainsi en sorte que les subventions fédérales ne sont plus aussi nécessaires qu'auparavant.

Nous croyons que le coût installé de l'énergie solaire continuera de diminuer et s'établira aux alentours de 1 \$ le watt d'ici la fin de la décennie. Cela est pertinent pour deux raisons. Premièrement, tel qu'il a été indiqué ci-dessus, cela signifie que, même sans tenir compte des aspects politiques, les subventions

disparaîtront probablement de façon naturelle. Deuxièmement, sans les subventions, les investisseurs qui généreront les rendements ajustés en fonction du risque les plus élevés seront ceux qui auront su accroître les marges en mettant à contribution leur expertise en matière d'exploitation plutôt qu'en cherchant à obtenir des incitatifs de la part des gouvernements. C'est dans un tel contexte que nous sommes les mieux à même à investir des capitaux et, de ce fait, nous nous attendons à ce que les énergies éolienne et solaire soient pour nous des secteurs de forte croissance future et un prolongement naturel de notre stratégie de diversification de la production.

Compte tenu de notre approche patiente et du fait que, selon nous, le marché évolue en notre faveur, nous avons passé la majeure partie des deux dernières années à étudier un certain nombre d'occasions dans les énergies éolienne et solaire afin d'entreprendre notre croissance dans ces secteurs. L'une de ces occasions, qui s'est concrétisée par suite de la volatilité sur les marchés des capitaux et de difficultés financières, a été l'acquisition de TerraForm Power. Au cours de la dernière année, nos partenaires et nous avons acquis une participation de 34 % dans le flottant de TerraForm Power lorsque son promoteur, SunEdison, a demandé la protection de la loi sur les faillites. TerraForm Power et sa société sœur, TerraForm Global, possèdent et exploitent des actifs éoliens et solaires sous contrat d'une puissance de près de 4 000 mégawatts à l'échelle mondiale, la majeure partie de ces actifs étant situés en Amérique du Nord.

Nous travaillons actuellement avec le conseil et la direction des deux sociétés TerraForm, aux termes d'une entente exclusive, afin d'aider les sociétés, leurs employés et toutes les parties prenantes à faire en sorte que l'entreprise renoue avec la croissance et la viabilité. Nous croyons que ces sociétés, en partenariat avec Brookfield, peuvent stabiliser leurs activités, renforcer leurs bilans, restaurer leur accès aux capitaux et recommencer à croître dans un environnement d'investissement qui, selon nous, sera plus favorable aux sociétés d'énergie qui sont axées sur l'exploitation et grandement diversifiées.

Amérique du Sud

Nous continuons d'observer une amélioration progressive de l'économie brésilienne. Le rythme de contraction du PIB a ralenti, et nous croyons l'économie reprendra sa croissance en 2017. En outre, la politique monétaire fait l'objet d'assouplissements, car l'inflation est sur le point d'être jugulée et l'investissement commence maintenant à prendre de l'ampleur. Sur le plan des marchés de l'énergie, nous nous attendons à ce que la demande commence à croître de nouveau à un taux d'environ 1 à 1,5 % par année et que les prix du marché de gros poursuivent leur reprise. À l'heure actuelle, les prix au comptant de l'énergie s'établissent dans une fourchette allant de 130 R\$/MWh à 160 R\$/MWh, en regard du creux d'environ 50 R\$/MWh atteint au début de 2016. Étant donné que la monnaie est encore faible et que les capitaux sont rares, nous continuons de constater que l'environnement d'investissement est très attrayant dans ce pays.

En Colombie, le gouvernement a commencé à mettre en œuvre l'accord de paix révisé avec les FARC, ce qui devrait améliorer la sûreté dans ce pays et accélérer les investissements et la croissance. La croissance du PIB a récemment connu un ralentissement, mais elle demeure positive malgré la faiblesse des prix du pétrole grâce aux solides fondements économiques du pays. L'inflation a récemment chuté abruptement, et cette baisse viendra appuyer la poursuite de la baisse des taux d'intérêt, stimuler la demande et favoriser les investissements.

Europe

Nous continuons à chercher des occasions de proximité en énergie éolienne, solaire et hydroélectrique afin de tirer profit de notre envergure opérationnelle sur ce marché. Les rendements des actifs en exploitation continuent de refléter la grande faiblesse des taux et, de ce fait, nous nous concentrons sur notre réserve de développement éolien et les occasions qui nécessitent une expertise considérable en matière d'exploitation.

Hausse du dividende

Notre conseil a déclaré une hausse du dividende le portant à 1,87 \$ par part sur une base annuelle. À la lumière de l'important potentiel de croissance qui se trouve devant nous, nous avons augmenté de 5 % le dividende et nous évaluerons notre taux de dividende tout au long de l'année au regard du succès que connaîtront certaines de nos initiatives de croissance à court terme.

Perspectives

En ce début de 2017, nous sommes en bonne position pour faire croître l'entreprise avec prudence en mettant l'accent sur le long terme. Par conséquent, notre stratégie est inchangée : dégager un rendement total pour les actionnaires de 12 % à 15 % par action au fil du temps.

Pour conclure, je tiens à remercier sincèrement nos employés, nos administrateurs, nos actionnaires et nos nombreux partenaires d'affaires pour leur contribution à notre succès. Nous attendons avec beaucoup d'intérêt les occasions qui se présenteront à nous en 2017, et nous vous remercions de votre soutien constant.

Cordialement,

Le chef de la direction



Sachin Shah

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») 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 \$, une puissance installée de 10 731 MW et un portefeuille de projets de développement d'une puissance de plus de 6 000 MW. La production moyenne à long terme annualisée au prorata s'élève à 23 542 GWh. Notre portefeuille se compose de 217 centrales hydroélectriques installées sur 82 réseaux hydrographiques, 38 parcs éoliens et 4 installations alimentées à la biomasse. Il s'étend sur 15 marchés de l'énergie en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil et en Europe.

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



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 et en Colombie peuvent stocker de l'eau dans des réservoirs, à raison d'environ 27 % 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 et en Colombie 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 91 % de notre production au prorata de 2017 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou des sociétés affiliées de Brookfield

Asset Management. Les conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 16 ans (au prorata), ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide. Grâce à des actifs sous gestion totalisant environ 28 milliards \$, notre ratio d'endettement est de 38 % et environ 78 % de nos emprunts sont sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield. Les emprunts de la société et ceux des filiales ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement sept et neuf ans. Au 31 décembre 2016, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,2 milliard \$, de titres disponibles à la vente 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 de plus de 6 000 MW, répartis à l'échelle de nos plateformes d'exploitation, ainsi que la capacité d'atteindre une efficacité au chapitre de l'exploitation et la possibilité de hausser les prix de l'énergie pour la tranche de notre portefeuille en exploitation non contractuelle. Notre forte capacité à faire des acquisitions vient appuyer notre croissance interne. Au cours des 10 dernières années, nous avons fait l'acquisition ou la mise en service de 81 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 5 000 MW, de 38 installations éoliennes d'une puissance totale d'environ 1 500 MW, de 4 installations alimentées à la biomasse d'une puissance totale de 175 MW et d'une installation de cogénération d'une puissance de 300 MW. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, nous avons intégré des installations hydroélectriques, éoliennes, alimentées à la biomasse et de cogénération d'une puissance d'environ 3 450 MW. Notre capacité d'acquérir et d'aménager des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets, notre relation stratégique avec Brookfield Asset Management et notre profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield Asset Management, et continuerons de le faire à l'avenir.

Profil de distribution attrayant. Nous prévoyons que notre stratégie générera des flux de trésorerie prévisibles et très stables, provenant principalement d'actifs hydroélectriques de longue durée, assurant un profil de distribution durable. Nous ciblons un ratio de distribution à long terme des fonds provenant des activités d'environ 70 % et une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

Rapport de gestion

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 a été préparé en date du 28 février 2017. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « 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. La société-mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les états financiers d'Énergie Brookfield 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.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles et les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier » et « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ». Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 10 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>), ainsi que sur le site Web de la SEC (www.sec.gov) et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants de 2016	10	PARTIE 5 – Informations proportionnelles	41
PARTIE 2 – Revue du rendement financier	13	Production et revue financière par secteur	41
Production et revue financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2016	13	Dette à long terme et facilités de crédit	43
Production et revue financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2015	21	PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles	44
Profil des contrats	28	Information sur l'exploitation et information financière historique	44
PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement	30	Sommaire des résultats trimestriels historiques	45
Structure du capital, emprunts à long terme et liquidités disponibles	30	Revue du quatrième trimestre	46
Tableaux consolidés des flux de trésorerie	33	PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques	49
Actions et parts en circulation	35	Gestion des risques et instruments financiers	49
Dividendes et distributions	36	Facteurs de risque	52
Obligations contractuelles	36	PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	62
Accords hors état de la situation financière	37	PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	69
PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires	38	PARTIE 10 – Mise en garde	73
Immobilisations corporelles	38		
Transactions entre parties liées	38		
Capitaux propres	39		

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2016

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Information sur l'exploitation :		
Puissance (MW)	10 731	7 284
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	39 948	25 543
Production réelle	34 071	23 332
Produits moyens (\$ par MWh)	72	70
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	22 898	19 317
Production réelle	20 222	17 662
Produits moyens (\$ par MWh)	71	71
Informations financières choisies :		
Produits	2 452 \$	1 628 \$
BAlIA ajusté ¹	1 487	1 177
Fonds provenant des activités ¹	419	467
Fonds provenant des activités ajustés ¹	352	407
Résultat net	40	103
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ^{1, 2}	1,45	1,69
Distribution par part de société en commandite	1,78	1,66

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier », « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

²⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi à 288,7 millions (275,6 millions en 2015).

AUX 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 191 \$	1 228 \$
Ratio d'endettement	38 %	39 %
Emprunts sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield	78 %	76 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	7,4 ans	6,5 ans
Taux d'intérêt moyen	4,5 %	5,0 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	9,6 ans	9,6 ans
Taux d'intérêt moyen	6,2 %	5,6 %

Résultats d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la production au prorata de nos portefeuilles hydroélectrique et éolien a été comparable à celle de l'exercice précédent. Notre portefeuille hydroélectrique a connu une forte production hydroélectrique en Louisiane, en Ontario et au Québec qui a été annulée par la baisse de la production au Brésil et dans le nord-est des États-Unis. La production très solide de notre portefeuille éolien aux États-Unis et au Brésil a été neutralisée par une baisse de la production au Canada et en Europe. Le portefeuille en Colombie a terminé l'exercice par un solide quatrième trimestre et a enregistré des résultats conformes aux attentes. La production supplémentaire de nos actifs acquis et mis en service au cours de l'exercice considéré et l'apport d'un exercice complet des installations acquises et mises en service en 2015 se sont élevés respectivement à 2 830 GWh et 142 GWh.

Les produits totalisant 2 452 millions \$ représentent une augmentation de 824 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Les produits des portefeuilles hydroélectrique et éolien ont été touchés par des prix de l'électricité sur le marché libre relativement plus faibles, surtout dans le nord-est des États-Unis, en partie annulés par les produits tirés de la hausse de la production des installations ayant des prix relativement plus élevés, ce qui s'est traduit par une incidence négative combinée de 5 millions \$. Les conditions hydrologiques et le régime des vents se sont améliorés au Brésil, mais cette amélioration a été neutralisée par des prix de l'électricité sur le marché libre relativement plus faibles, ce qui a eu une incidence de 16 millions \$ sur les produits. L'appréciation du dollar américain a eu une incidence de 27 millions \$ sur les produits. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 882 millions \$ et est en grande partie attribuable à notre entreprise en Colombie.

Croissance et développement

Acquisitions

Les participations donnant le contrôle dans des projets en exploitation et des projets de développement totalisant 3 347 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée devrait atteindre environ 16 000 GWh, ont été acquises avec nos partenaires institutionnels et sont comme suit :

- Portefeuille d'une puissance de 3 032 MW en Colombie, composé principalement de centrales hydroélectriques essentiellement situées près d'un réservoir, dont la production moyenne à long terme annualisée devrait atteindre environ 15 000 GWh. Isagen S.A. E.S.P. (« Isagen ») est la troisième société de production d'électricité en importance en Colombie. Nous conservons une participation d'environ 24 %.
- Portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie d'une puissance de 296 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée devrait atteindre 1 109 GWh. Nous conservons une participation d'environ 28,6 %.
- Projet de développement éolien en Irlande d'une puissance de 19 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée devrait atteindre 63 GWh et la mise en service est prévue en 2018. Nous conservons une participation d'environ 40 %.

Nous avons également acquis un portefeuille hydroélectrique de 51 MW au Brésil, dont la production moyenne à long terme annualisée devrait atteindre 293 GWh. Nous conservons une participation de 100 % dans ce portefeuille.

Construction et développement

Nous avons effectué la mise en service complète d'une installation éolienne en Irlande d'une puissance de 14 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée est de 37 GWh. Nous avons pratiquement effectué la mise en service d'une installation alimentée à la biomasse au Brésil d'une puissance de 55 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée s'élève à 202 GWh. En outre, après la fin de l'exercice, nous avons effectué la mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 25 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée est de 129 GWh. Toutes ces installations ont été mises en service conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus.

Nous avons amorcé la construction d'une installation éolienne en Irlande d'une puissance de 28 MW, dont la production moyenne à long terme annualisée devrait s'élever à 96 GWh et dont la mise en service est prévue au troisième trimestre de 2017.

Nous avons poursuivi la construction au Brésil, conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus, de projets de développement hydroélectriques d'une puissance totale de 47 MW et d'un projet éolien en Irlande du Nord d'une puissance de 15 MW. La production moyenne à long terme annualisée des projets au Brésil et en Irlande du Nord devrait atteindre respectivement 294 GWh et 46 GWh, et leur mise en service est prévue se faire entre 2017 et 2018.

Dettes à long terme et facilités de crédit

- 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
- Émission de billets à moyen terme d'un montant en capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$)
- Conclusion de financements de projets totalisant plus de 2,7 milliards \$ pour l'ensemble de notre portefeuille

Opérations sur capitaux propres

- Conclusion d'un placement visant les parts de société en commandite, incluant une option de surallocation, et achat de parts de société en commandite additionnelles par Brookfield Asset Management pour un produit brut total de 860 millions \$ CA (672 millions \$). Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte d'environ 61 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral.
- Émission de parts de société en commandite privilégiées pour un produit brut de 200 millions \$ CA (152 millions \$)
- Conclusion d'un échange de 2 885 496 actions privilégiées contre un nombre égal de nouvelles parts de société en commandite privilégiées

Hausse des distributions

- Hausse des distributions aux porteurs de parts de société en commandite en février 2016, qui 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
- Annonce d'une hausse des distributions aux porteurs de parts de société en commandite en février 2017, qui passeront à 1,87 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de neuf cents par part de société en commandite qui prendra effet au moment de la distribution du premier trimestre à verser en mars 2017

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2016

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

	Variation des résultats						
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
PRODUCTION (GWh)							
Hydroélectricité							
Amérique du Nord ¹	15 252	14 938	17 345	16 540	(2 093)	(1 602)	314
Colombie	10 600	-	13 221	-	(2 621)	-	10 600
Brésil	3 792	3 691	4 528	4 024	(736)	(333)	101
	29 644	18 629	35 094	20 564	(5 450)	(1 935)	11 015
Énergie éolienne							
Amérique du Nord ²	1 876	1 952	2 310	2 464	(434)	(512)	(76)
Europe	1 443	1 551	1 531	1 493	(88)	58	(108)
Brésil	639	447	588	442	51	5	192
	3 958	3 950	4 429	4 399	(471)	(449)	8
Divers	469	753	425	580	44	173	(284)
Totale	34 071	23 332	39 948	25 543	(5 877)	(2 211)	10 739

¹⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 9 899 GWh et 12 172 GWh (respectivement 10 128 GWh et 11 367 GWh en 2015) et du portefeuille au Canada de respectivement 5 353 GWh et 5 173 GWh (respectivement 4 810 GWh et 5 173 GWh en 2015).

²⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 907 GWh et 1 113 GWh (respectivement 936 GWh et 1 267 GWh en 2015) et du portefeuille au Canada de respectivement 969 GWh et 1 197 GWh (respectivement 1 016 GWh et 1 197 GWh en 2015).

Pour des renseignements sur la moyenne à long terme, notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique au Brésil et notre mesure du rendement, se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Se reporter à la « PARTIE 5 – Informations proportionnelles » qui présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les exercices clos les 31 décembre.

La production du portefeuille hydroélectrique a été de 29 644 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 35 094 GWh et une augmentation de 11 015 GWh par rapport à celle de l'exercice précédent. En Amérique du Nord, les faibles conditions hydrologiques qu'a connues tout le nord-est des États-Unis comparativement aux conditions hydrologiques de l'exercice précédent ont été compensées en partie par une production supérieure à la moyenne à long terme des centrales au Canada et en Louisiane. Au Brésil, la production a été supérieure à celle de l'exercice précédent en raison de l'amélioration des conditions hydrologiques. L'apport de 10 600 GWh de la Colombie est attribuable à la production de notre portefeuille Isagen, acquis à la fin de janvier 2016. L'apport découlant de l'autre croissance de notre portefeuille et de la production supplémentaire par suite de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent s'est élevé à 946 GWh.

La production du portefeuille éolien a totalisé 3 958 GWh, soit un recul par rapport à la moyenne à long terme de 4 429 GWh. Elle demeure toutefois comparable à la production de 3 950 GWh enregistrée à l'exercice précédent. Nos installations continuent de fonctionner selon des taux élevés d'efficacité et de disponibilité. La production a été touchée par les ressources éoliennes de nos différents secteurs géographiques, la production plus élevée aux États-Unis et au Brésil ayant été neutralisée en partie par une production moins élevée en Europe et au Canada. La production supplémentaire par suite de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis à l'exercice précédent et des actifs mis en service au cours de l'exercice considéré s'est élevée à 129 GWh. La production de l'exercice précédent incluait celle de 125 GWh d'une installation qui a été vendue au début du troisième trimestre de 2015.

Le tableau qui suit présente les principales informations financières pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	2 452 \$	1 628 \$
Autres produits	64	81
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	9	20
Coûts d'exploitation directs	(1 038)	(552)
BAIIA ajusté ¹	1 487	1 177
Coûts de service de gestion	(62)	(48)
Charge d'intérêts – emprunts	(606)	(429)
Charge d'impôt exigible	(44)	(18)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(15)	(1)
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	(316)	(184)
Actions privilégiées	(25)	(30)
Fonds provenant des activités ¹	419 \$	467 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

Les produits se sont élevés à 2 452 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 824 millions \$.

La faiblesse relative des prix de l'électricité sur le marché libre surtout dans le nord-est des États-Unis a été compensée en partie par les indexations annuelles de nos conventions d'achat d'électricité et l'apport des installations dont les prix sont relativement plus élevés, entraînant une incidence nette de 10 millions \$ sur les produits. Pour ce qui est de notre portefeuille hydroélectrique au Brésil, la faiblesse relative des prix de l'électricité sur le marché libre découlant de l'amélioration des conditions hydrologiques a été compensée en partie par la hausse de la production, donnant lieu à une incidence nette de 24 millions \$.

L'appréciation du dollar américain, par rapport à sa valeur de l'exercice précédent, a entraîné une diminution des produits de 27 millions \$. Cette appréciation s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt et, compte tenu de notre programme de couverture de change en cours, elle a ramené à 23 millions \$ l'incidence nette sur les fonds provenant des activités.

La croissance de notre portefeuille et la production supplémentaire découlant de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent se sont traduites par un apport aux produits de respectivement 865 millions \$ et 17 millions \$ pour un total de 882 millions \$.

Les produits de l'exercice considéré comprennent un règlement de 20 millions \$ à l'égard de l'indexation des prix de l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité en Ontario et un produit de 6 millions \$ tiré d'un accord conclu en Californie avec les installations éoliennes avoisinantes relativement aux conséquences entraînées par le sillage.

Les produits en 2015 comprenaient un montant de 10 millions \$ au titre du règlement de questions liées au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique au Brésil. En outre, les produits liés à une

installation éolienne vendue au cours du troisième trimestre ont représenté un apport de 13 millions \$. La vente a donné lieu à un profit total de 53 millions \$, et la quote-part d'Énergie Brookfield, déduction faite des participations ne donnant pas le contrôle, s'est élevée à 12 millions \$ et a été comptabilisée dans les autres produits.

La moyenne du total des produits par MWh s'est fixée à 72 \$, soit une augmentation de 2 \$ par MWh par rapport à celle de l'exercice précédent, attribuable principalement aux apports de nos actifs acquis récemment dont les produits par MWh sont relativement plus élevés et à la hausse de la production des actifs ayant des prix contractuels relativement plus élevés.

Les autres produits d'un montant de 64 millions \$ comprennent les profits au règlement de contrats de couverture de change et les produits d'intérêts découlant des soldes de trésorerie plus élevés.

La quote-part des résultats en trésorerie découlant de nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence a diminué principalement en raison de la faiblesse des prix et des coûts relatifs aux initiatives de financement, se traduisant par une incidence de 11 millions \$.

Les coûts d'exploitation directs de 1 038 millions \$ représentent une augmentation de 486 millions \$ découlant essentiellement de la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 62 millions \$ représentent une augmentation de 14 millions \$, attribuable surtout à la croissance de la valeur de capitalisation.

La charge d'intérêts de 606 millions \$ représente une augmentation de 177 millions \$, qui a été entraînée en grande partie par la croissance de notre portefeuille.

L'impôt exigible s'est élevé à 44 millions \$, soit une augmentation de 26 millions \$ imputable surtout à l'acquisition en Colombie.

Les distributions aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées et d'actions privilégiées se sont établies à 40 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 9 millions \$. La hausse est attribuable aux émissions récentes de parts de société en commandite privilégiées au cours de l'exercice considéré et en novembre 2015.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales s'élevant à 316 millions \$ comprend l'apport de 173 millions \$ attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 419 millions \$, soit une diminution de 48 millions \$ imputable aux écarts susmentionnés.

RÉSULTATS SECTORIELS

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés annuels audités.

HYDROÉLECTRICITÉ

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

2016

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	17 345	13 221	4 528	35 094
Production (GWh) – réelle	15 252	10 600	3 792	29 644
Produits	1 002 \$	819 \$	212 \$	2 033 \$
BAIIA ajusté ¹	677	385	157	1 219
Fonds provenant des activités ¹	370 \$	46 \$	97 \$	513 \$

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

2015

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	16 540	s. o.	4 024	20 564
Production (GWh) – réelle	14 938	s. o.	3 691	18 629
Produits	1 003 \$	s. o.	225 \$	1 228 \$
BAIIA ajusté ¹	708	s. o.	188	896
Fonds provenant des activités ¹	390 \$	s. o.	136 \$	526 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 15 252 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 17 345 GWh et supérieure à celle de l'exercice précédent qui s'était élevée à 14 938 GWh. La production de notre portefeuille aux États-Unis a reculé de 699 GWh en raison de la sécheresse qui a sévi partout dans le nord-est des États-Unis pendant presque tout l'exercice. Le recul a été compensé en partie par une augmentation de la production de notre centrale en Louisiane. L'augmentation de 543 GWh de la production de notre portefeuille au Canada est attribuable à des apports d'eau supérieurs aux centrales en Ontario et au Québec. Le portefeuille récemment acquis en Pennsylvanie a généré une production de 470 GWh.

Les produits se sont élevés à 1 002 millions \$, soit une diminution de 1 million \$. Les produits tirés de la production accrue en Louisiane, en Ontario et au Québec, partiellement neutralisés par la baisse de la production dans le nord-est des États-Unis, se sont traduits par un apport net de 20 millions \$ aux produits. La faiblesse relative des prix de l'électricité aux États-Unis a été compensée en partie par une hausse de l'indexation des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité et par un règlement à l'égard de l'interprétation de l'indexation des prix de l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité, dont l'incidence combinée sur les produits a été de 28 millions \$. Le portefeuille récemment acquis en Pennsylvanie a fourni un apport de 28 millions \$ aux produits.

L'appréciation du dollar américain a réduit les produits libellés en dollars canadiens de 21 millions \$; les coûts d'exploitation et d'emprunt ont toutefois également été touchés, ce qui a entraîné une diminution nette de 17 millions \$ des fonds provenant des activités.

La diminution de 12 millions \$ des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence par rapport à ceux de l'exercice précédent s'explique principalement par la faiblesse des prix ainsi que par la hausse des coûts d'emprunt associés au financement supplémentaire visant l'installation d'accumulation par pompage dans le nord-est des États-Unis.

La hausse des coûts d'exploitation et d'emprunt découlant essentiellement de la croissance de notre portefeuille a été annulée en partie par une diminution de l'impôt exigible.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 370 millions \$, en baisse de 20 millions \$.

Colombie

La production du portefeuille a atteint 10 600 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 13 221 GWh. Malgré la faiblesse des conditions hydrologiques pour les deux premiers trimestres de l'exercice considéré, les conditions se sont améliorées au troisième trimestre et la production du quatrième trimestre a été légèrement supérieure à la moyenne à long terme.

Les produits et les fonds provenant des activités se sont fixés respectivement à 819 millions \$ et 46 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 3 792 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 4 528 GWh et supérieure à la production de l'exercice précédent qui s'était élevée à 3 691 GWh. La croissance récente du portefeuille et la production supplémentaire découlant de l'apport pendant un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent ont représenté 476 GWh. Un arrêt imprévu à l'une de nos centrales a entraîné une perte de production de 377 GWh.

Les produits se sont élevés à 212 millions \$, en baisse de 13 millions \$. Les prix de l'électricité sur le marché libre relativement plus faibles, découlant de l'amélioration des conditions hydrologiques et d'un arrêt imprévu à l'une de nos centrales, ont été contrebalancés en partie par une hausse de la production, ce qui a entraîné une incidence nette de 24 millions \$. La croissance de notre portefeuille a compté pour une augmentation des produits de 25 millions \$. Au cours de l'exercice précédent, nous avons bénéficié d'un montant de 10 millions \$ reçu au titre du règlement de questions liées au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique. L'appréciation du dollar américain a réduit les produits de 4 millions \$, mais comme les coûts d'exploitation ont également été touchés, il n'y a eu aucune incidence sur les fonds provenant des activités.

Les autres produits pour l'exercice précédent comprenaient un montant de 17 millions \$ lié à l'indemnité reçue par suite de notre décision de ne pas renouveler les accords de concession de deux centrales.

La hausse des coûts d'emprunt liés principalement à la croissance de notre portefeuille a été de 9 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 97 millions \$, en baisse de 39 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2016			
	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Total	
Production (GWh) – MLT	2 310	1 531	588	4 429	
Production (GWh) – réelle	1 876	1 443	639	3 958	
Produits	202 \$	136 \$	35 \$	373 \$	
BAIIA ajusté ¹	151	81	31	263	
Fonds provenant des activités ¹	74 \$	18 \$	6 \$	98 \$	

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2015			
	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Total	
Production (GWh) – MLT	2 464	1 493	442	4 399	
Production (GWh) – réelle	1 952	1 551	447	3 950	
Produits	206 \$	138 \$	22 \$	366 \$	
BAIIA ajusté ¹	162	103	21	286	
Fonds provenant des activités ¹	76 \$	32 \$	5 \$	113 \$	

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 1 876 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 2 310 GWh et à celle de l'exercice précédent qui s'était élevée à 1 952 GWh. La production du portefeuille aux États-Unis a été inférieure à la moyenne à long terme, mais supérieure de 96 GWh à celle de l'exercice précédent, surtout en raison d'un régime des vents plus fort en Californie. L'installation éolienne de 102 MW en Californie, qui a été vendue au cours du troisième trimestre de 2015, avait fourni un apport de 125 GWh au cours de l'exercice précédent. La production provenant des installations au Canada est demeurée sous la moyenne à long terme et la production de l'exercice précédent en raison du régime des vents plus faible pour l'ensemble du portefeuille.

Les produits totalisant 202 millions \$ affichent une baisse de 4 millions \$. Les produits tirés de la forte production des installations aux États-Unis, partiellement neutralisés par la baisse de la production des installations au Canada, se sont traduits par un apport net de 6 millions \$. L'indexation des prix aux termes des conventions d'achat d'électricité ainsi que le produit tiré d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes relativement aux conséquences entraînées par le sillage ont fourni un apport de 7 millions \$.

L'appréciation du dollar américain a réduit les produits libellés en dollars canadiens de 4 millions \$; cependant, les coûts d'exploitation et d'emprunt ont également été touchés, ce qui a entraîné une diminution nette de 2 millions \$ des fonds provenant des activités.

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 \$ au cours de l'exercice. Notre quote-part du profit à la vente de l'installation éolienne représentait une augmentation des autres produits de 12 millions \$.

Les économies d'intérêts découlant de l'amortissement de la dette et la diminution des coûts d'exploitation et d'emprunt associés à l'installation éolienne de 102 MW qui a été vendue au cours de l'exercice précédent se sont établies à 14 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 74 millions \$, en baisse de 2 millions \$.

Europe

La production du portefeuille a atteint 1 443 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 1 531 GWh et à celle de l'exercice précédent qui s'était élevée à 1 551 GWh. La diminution est surtout imputable à un régime des vents plus faible et à un arrêt planifié à l'une de nos installations en Irlande. L'apport de l'installation éolienne mise en service au cours du troisième trimestre de l'exercice considéré a été de 16 GWh.

Les produits se sont élevés à 136 millions \$, en baisse de 2 millions \$. Les produits tirés de prix de l'électricité relativement plus faibles et d'une production moins forte en Irlande ont été compensés largement par une production très solide au Portugal. L'installation éolienne mise en service au cours du troisième trimestre représentait une augmentation des produits de 1 million \$.

Au cours de l'exercice précédent, nous avons bénéficié de profits de 8 millions \$ tirés de la couverture du change.

La hausse des coûts d'exploitation associés aux initiatives de croissance des produits a été de 12 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 18 millions \$, en baisse de 14 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 639 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 588 GWh et à celle de l'exercice précédent qui s'était élevée à 447 GWh du fait de l'amélioration du régime des vents. La production supplémentaire tirée de l'apport d'un exercice complet des actifs acquis au cours de l'exercice précédent s'était élevée à 113 GWh.

Les produits se sont élevés à 35 millions \$, ce qui constitue une hausse de 13 millions \$ attribuable principalement à une hausse de la production et à l'apport, pour un exercice complet, des actifs acquis au cours de l'exercice précédent.

L'augmentation de l'impôt exigible et les coûts d'exploitation et d'emprunt essentiellement associés à la croissance de notre portefeuille ont été de 9 millions \$.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 6 millions \$, en hausse de 1 million \$.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Résultat net	40 \$	103 \$
Coûts de service de gestion	62	48
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	9	10
Perte latente sur les instruments financiers	4	9
Amortissement des immobilisations corporelles	781	616
Divers	38	63
Recouvrement d'impôt		
Exigible	44	18
Reporté	(97)	(78)
Charge d'intérêts – emprunts	606	429
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ¹	-	(41)
BAIIA ajusté²	1 487 \$	1 177 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	632 \$	588 \$
Variation nette des soldes du fonds de roulement	137	62
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	(11)	18
Autres charges ³	14	1
Profit réalisé à la cession ¹	-	53
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(6)	(19)
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	9	20
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(15)	(1)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(341)	(255)
Fonds provenant des activités ²	419	467
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴	(67)	(60)
Fonds provenant des activités ajustés	352 \$	407 \$
Résultat net attribuable aux parts de société en commandite, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et à la participation de commandité	(65) \$	3 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite, part de société en commandite rachetable/échangeable et participation de commandité⁵	(0,23) \$	0,01 \$

	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,33	1,28
€	0,90	0,90
\$R	3,49	3,33
£	0,74	0,65
COP	3 045	-

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

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

³⁾ Essentiellement les coûts d'acquisition liés à la croissance du portefeuille et la charge d'intérêts sans effet sur la trésorerie.

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

⁵⁾ Le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participations de commandité en circulation au cours de l'exercice s'est établi à 288,7 millions (275,6 millions en 2015).

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2015

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

					Variation des résultats		
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
PRODUCTION (GWh)	2015	2014	2015	2014	2015	2014	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord ¹	14 938	15 863	16 540	15 917	(1 602)	(54)	(925)
Brésil	3 691	3 371	4 024	3 614	(333)	(243)	320
	18 629	19 234	20 564	19 531	(1 935)	(297)	(605)
Énergie éolienne							
Amérique du Nord ²	1 952	2 212	2 464	2 591	(512)	(379)	(260)
Europe	1 551	891	1 493	826	58	65	660
Brésil	447	-	442	-	5	-	447
	3 950	3 103	4 399	3 417	(449)	(314)	847
Divers	753	211	580	348	173	(137)	542
Totale	23 332	22 548	25 543	23 296	(2 211)	(748)	784

¹⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 10 128 GWh et 11 367 GWh (respectivement 10 293 GWh et 10 785 GWh en 2014) et du portefeuille au Canada de respectivement 4 810 GWh et 5 173 GWh (respectivement 5 570 GWh et 5 132 GWh en 2014).

²⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 936 GWh et 1 267 GWh (respectivement 1 170 GWh et 1 394 GWh en 2014) et du portefeuille au Canada de respectivement 1 016 GWh et 1 197 GWh (respectivement 1 042 GWh et 1 197 GWh en 2014).

Le portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord et au Brésil a connu une baisse de production au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, ce qui a entraîné une diminution de 1 683 GWh par rapport à la période correspondante de 2014. Tandis que les conditions hydrologiques étaient inférieures à la moyenne à long terme en Amérique du Nord, surtout au cours des deux premiers trimestres de 2015, les apports d'eau se sont améliorés au cours du quatrième trimestre de 2015 et ont servi à remplir nos réservoirs. Les conditions hydrologiques ont continué à s'améliorer au cours du quatrième trimestre de 2015 au Brésil. Au cours de cette période, nous avons également conclu une entente avec le gouvernement brésilien permettant de recouvrer des produits équivalant à une production de 278 GWh, soit une indemnisation en raison des réductions de la production à l'échelle du réseau en 2015.

La production du portefeuille éolien en Irlande avait dépassé de 32 GWh celle de 2014 en raison de l'amélioration du régime des vents au cours de 2015. Ce rendement avait toutefois été contrebalancé par une baisse de 146 GWh de la production de notre portefeuille éolien en Amérique du Nord attribuable au faible régime des vents éprouvé principalement au cours du premier semestre de 2015. La production de 2014 comprenait 114 GWh qui provenaient d'une installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW, qui a été vendue en 2015.

Le portefeuille d'actifs hydroélectriques, d'actifs éoliens et d'actifs alimentés à la biomasse d'une puissance totale de 433 MW au Brésil et le portefeuille d'actifs éoliens au Portugal d'une puissance de 123 MW, que nous avons acquis en 2015, avaient généré une production de respectivement 1 371 GWh et 267 GWh. Les actifs éoliens mis en service en Irlande en 2015 avaient généré quant à eux une production de 361 GWh. La production avait augmenté de 601 GWh par suite de l'apport pendant un exercice complet des centrales hydroélectriques acquises et mises en service en 2014, ce qui portait à 2 600 GWh la production totale découlant de la croissance du portefeuille, soit un résultat inférieur à la moyenne à long terme qui s'était établie à 2 728 GWh.

Le tableau suivant présente les principales informations financières pour les exercices clos le 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2015	2014
Produits	1 628 \$	1 704 \$
Autres produits ^{1, 2}	81	10
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	26
Coûts d'exploitation directs	(552)	(524)
BAlIA ajusté ³	1 177	1 216
Coûts de service de gestion	(48)	(51)
Ajustement fixe au titre des résultats ⁴	-	11
Charge d'intérêts – emprunts	(429)	(415)
Charge d'impôt exigible	(18)	(18)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(1)	-
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation ¹	(184)	(145)
Actions privilégiées	(30)	(38)
Fonds provenant des activités³	467	560

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

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

³⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

⁴⁾ L'ajustement fixe au titre des résultats se rapporte au placement d'Énergie Brookfield lors de l'acquisition du portefeuille éolien en Irlande. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Énergie Brookfield a acquis une participation financière dans le portefeuille éolien depuis le 1^{er} janvier 2014. La transaction a été conclue le 30 juin 2014 et, par conséquent, conformément aux IFRS, l'apport net aux fonds provenant des activités de 11 millions \$ a été comptabilisé dans le prix d'acquisition.

Les produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 totalisant 1 628 millions \$ représentaient une diminution de 76 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice 2014.

La baisse de la production du portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord, conjuguée au contexte de prix relativement à la baisse, tout particulièrement au premier trimestre de 2015, avait réduit les produits de 110 millions \$. Au Brésil, la solidité des prix de l'électricité obtenus grâce à la production hydroélectrique non visée par contrat dans le portefeuille hydroélectrique, contrebalancée en partie par des conditions hydrologiques plus faibles, avait entraîné une augmentation des produits de 7 millions \$.

La baisse de la production du portefeuille éolien en Amérique du Nord, en partie neutralisée par l'amélioration du régime des vents en Irlande et l'indexation de nos conventions d'achat d'électricité, avait entraîné une réduction nette des produits de 4 millions \$. Étant donné que l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW avait été vendue au début du troisième trimestre de 2015, la baisse de l'apport aux produits par rapport à l'exercice précédent s'était élevée à 13 millions \$.

Le portefeuille acquis au Brésil au cours de 2015 et le portefeuille éolien au Portugal ont généré respectivement 65 millions \$ et 28 millions \$. Les produits tirés des actifs éoliens en Irlande mis en service en 2015 s'étaient élevés à 57 millions \$ alors que les produits supplémentaires découlant de l'apport pour un exercice complet des centrales acquises ou mises en service en 2014 avaient été de 45 millions \$. Le total des produits provenant de la croissance du portefeuille s'était établi à 195 millions \$.

L'appréciation du dollar américain, par rapport à la période correspondante de 2014, avait entraîné une diminution des produits de 142 millions \$. Elle s'était également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt et, en raison du programme de couverture du risque de change en cours, elle avait réduit l'incidence nette sur les fonds provenant des activités à 24 millions \$.

La moyenne du total des produits par MWh de 70 \$ avait reculé de 7 \$ par MWh, en raison surtout de l'appréciation du dollar américain sur nos produits libellés en dollars canadiens, en euros et en réaux.

Les coûts d'exploitation directs de 552 millions \$ représentaient une augmentation de 28 millions \$ qui témoignait essentiellement de la croissance de notre portefeuille.

La charge d'intérêts s'élevant à 429 millions \$ représentait une augmentation de 14 millions \$. Les coûts d'emprunt attribuables à la croissance de notre portefeuille et l'émission de billets à moyen terme d'un montant en capital de 400 millions \$ CA avaient été en partie contrebalancés par des économies attribuables aux remboursements de certains emprunts contractés par des filiales.

Les coûts de service de gestion totalisant 48 millions \$ représentaient une diminution de 3 millions \$ attribuable surtout à l'appréciation du dollar américain.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'élevant à 214 millions \$ représentait une augmentation de 31 millions \$. L'augmentation attribuable à la croissance de notre portefeuille avait été en partie annulée par une baisse du rendement de certains actifs du portefeuille.

Les fonds provenant des activités totalisant 467 millions \$ représentaient une diminution de 93 millions \$, ce qui reflétait les variations susmentionnées. La croissance du portefeuille avait ajouté 24 millions \$ aux fonds provenant des activités.

INFORMATIONS SECTORIELLES

HYDROÉLECTRICITÉ

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2015			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Total	
Production (GWh) – MLT	16 540	s. o.	4 024	20 564	
Production (GWh) – réelle	14 938	s. o.	3 691	18 629	
Produits	1 003 \$	s. o.	225 \$	1 228 \$	
BAlIA ajusté ¹	708	s. o.	188	896	
Fonds provenant des activités ¹	390 \$	s. o.	136 \$	526 \$	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		2014			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Total	
Production (GWh) – MLT	15 917	s. o.	3 614	19 531	
Production (GWh) – réelle	15 863	s. o.	3 371	19 234	
Produits	1 113 \$	s. o.	265 \$	1 378 \$	
BAlIA ajusté ¹	808	s. o.	198	1 006	
Fonds provenant des activités ¹	499 \$	s. o.	149 \$	648 \$	

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille avait atteint 14 938 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'était établie à 16 540 GWh et à celle de 2014 qui s'était élevée à 15 863 GWh. Bien que nous ayons connu une baisse de la production en Amérique du Nord par rapport à la moyenne à long terme et à la production de 2014, les apports d'eau du quatrième trimestre de 2015 étaient revenus à la moyenne à long terme. Nos centrales, surtout celles de New York, de la Louisiane, de la Nouvelle-Angleterre, de l'Ontario et du Québec, avaient connu une baisse de la production, ce qui avait entraîné une diminution de 1 526 GWh par rapport à 2014. Nos centrales au Canada avaient tiré profit d'apports d'eau plus élevés qu'à l'habitude en 2014. La production avait augmenté de 601 GWh compte tenu de l'apport pendant un exercice complet des centrales acquises ou mises en service en 2014.

Les produits s'étaient élevés à 1 003 millions \$, ce qui constituait une baisse de 110 millions \$. La production relativement moins élevée par rapport à celle de 2014 avait réduit les produits de 101 millions \$. L'incidence sur les produits de la diminution des prix sur le marché libre avait été en partie neutralisée par l'indexation annuelle de nos conventions d'achat d'électricité, entraînant une incidence nette de 9 millions \$. L'apport pour un exercice complet des centrales acquises et mises en service en 2014 avait entraîné des produits supplémentaires de respectivement 38 millions \$ et 7 millions \$.

L'appréciation du dollar américain, qui avait réduit les produits libellés en dollars canadiens de 45 millions \$, avait également eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, et l'incidence nette avait été largement contrebalancée par notre programme de couverture du risque de change.

Les fonds provenant des activités s'étaient élevés à 390 millions \$, ce qui représentait une baisse de 109 millions \$.

Brésil

La production du portefeuille avait atteint 3 691 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'était établie à 4 024 GWh, mais supérieure à la production de 2014 qui s'était élevée à 3 371 GWh. Le secteur hydrologique avait continué de s'accroître au cours du quatrième trimestre de 2015. Au cours de cette période, nous avons conclu une entente avec le gouvernement du Brésil permettant de recouvrer des produits équivalant à une production de 278 GWh, soit une indemnisation en raison des réductions de la production à l'échelle du réseau en 2015. Les centrales acquises en 2015 au Brésil avaient enregistré une production de 477 GWh, ce qui était inférieur à la moyenne à long terme qui était alors de 498 GWh.

Les produits s'étaient élevés à 225 millions \$, ce qui constituait une baisse de 40 millions \$. La solidité relative des prix de l'électricité que nous avons pu obtenir grâce au maintien d'une production d'électricité plus faible visée par contrat, le recouvrement susmentionné consécutif à la réduction de la production et les montants reçus au titre du règlement de questions liées au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique au Brésil avaient été contrebalancés en partie par le recul de la production, ce qui avait entraîné une augmentation nette des produits de 7 millions \$. L'incidence de l'appréciation du dollar américain sur les produits avait été de 72 millions \$, mais les coûts d'exploitation et d'emprunt avaient également subi cette incidence, ce qui avait entraîné une diminution nette de 39 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les installations acquises en 2015 avaient contribué aux produits à hauteur de 25 millions \$.

Les fonds provenant des activités avaient été de 136 millions \$, ce qui représentait une baisse de 13 millions \$. Notre décision de ne pas renouveler les accords de concession venus à échéance pour deux installations au Brésil avait engendré une indemnité de 17 millions \$, et la croissance du portefeuille avait donné lieu à un apport de 4 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

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

	2015			
	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	2 464	1 493	442	4 399
Production (GWh) – réelle	1 952	1 551	447	3 950
Produits	206 \$	138 \$	22 \$	366 \$
BAIIA ajusté ¹	162	103	21	286
Fonds provenant des activités ¹	76 \$	32 \$	5 \$	113 \$

	2014			
	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	2 591	826	s. o.	3 417
Production (GWh) – réelle	2 212	891	s. o.	3 103
Produits	252 \$	45 \$	s. o.	297 \$
BAIIA ajusté ¹	191	29	s. o.	220
Fonds provenant des activités ¹	80 \$	18 \$	s. o.	98 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille avait atteint 1 952 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'était établie à 2 464 GWh et à celle de 2014 qui s'était élevée à 2 212 GWh. Cette diminution est surtout attribuable au faible régime des vents en Californie au cours du premier semestre de 2015. Étant donné que l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW avait été vendue au début du troisième trimestre de 2015, la baisse de l'apport à la production s'était élevée à 114 GWh, aux produits, à 13 millions \$ et aux fonds provenant des activités, à 1 million \$.

Les produits s'étaient élevés à 206 millions \$, ce qui constituait une diminution de 46 millions \$. Les produits découlant de la diminution de la production avaient été en partie neutralisés par l'indexation annuelle de nos conventions d'achat d'électricité, donnant lieu à une incidence nette de 18 millions \$. L'incidence de l'appréciation du dollar américain sur les produits avait été de 15 millions \$, mais les coûts d'exploitation et d'emprunt avaient également subi cette incidence, ce qui avait entraîné une diminution nette de 7 millions \$ des fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités totalisant 76 millions \$ représentaient une diminution de 4 millions \$. Notre quote-part du profit à la vente en 2015 de l'installation éolienne s'était élevée à 12 millions \$. Les économies attribuables aux remboursements dans le cours normal des activités de certains emprunts contractés par des filiales, les mesures de compression des coûts d'exploitation et le recul de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle attribuable à la baisse de rendement de nos installations en Californie avaient également eu une incidence sur les fonds provenant des activités.

Europe

La production du portefeuille avait atteint 1 551 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme qui s'était établie à 1 493 GWh et à la production de 2014 qui s'était élevée à 891 GWh.

La production de notre portefeuille avait dépassé celle de 2014 de 32 GWh en raison d'un régime des vents plus fort tout au long de 2015 représentant un retour à la normale.

Le portefeuille d'actifs éoliens acquis en 2015 au Portugal d'une puissance de 123 MW avait généré une production de 267 GWh. Les actifs éoliens mis en service en Irlande en 2015 avaient généré quant à eux une production de 361 GWh, ce qui portait à 628 GWh la production totale découlant de la croissance du portefeuille et était comparable à la moyenne à long terme.

Les produits et les fonds provenant des activités s'étaient établis à respectivement 138 millions \$ et 32 millions \$. Les fonds provenant des activités des portefeuilles en Irlande et au Portugal s'étaient établis à respectivement 26 millions \$ et 6 millions \$.

Brésil

Les centrales acquises en 2015 au Brésil d'une puissance de 150 MW avaient enregistré une production de 477 GWh, ce qui était supérieur à la moyenne à long terme de 442 GWh.

Les produits et les fonds provenant des activités s'étaient établis à respectivement 22 millions \$ et 5 millions \$.

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 et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2015	2014
Résultat net	103 \$	203 \$
Coûts de service de gestion	48	51
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	10	23
Perte latente sur les instruments financiers	9	(10)
Amortissement des immobilisations corporelles	616	548
Divers	63	(3)
Recouvrement d'impôt		
Exigible	18	18
Reporté	(78)	(29)
Charge d'intérêts – emprunts	429	415
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ¹	(41)	-
BAIIA ajusté²	1 177 \$	1 216 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	588 \$	700 \$
Variation nette des soldes du fonds de roulement	62	20
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	18	10
Autres charges	1	6
Profit réalisé à la cession ¹	53	-
Ajustement fixe au titre des résultats ³	-	11
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(19)	(30)
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	26
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(1)	-
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(255)	(183)
Fonds provenant des activités ²	467	560
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ⁴	(60)	(58)
Fonds provenant des activités ajustés	407 \$	502 \$
Résultat net attribuable aux parts de société en commandite, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et à la participation de commandité	3 \$	114 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite, part de société en commandite rachetable/échangeable et participation de commandité⁵	0,01 \$	0,42 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,28	1,10
€	0,90	0,75
\$R	3,33	2,35
£	0,65	-

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

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

³⁾ L'ajustement fixe au titre des résultats se rapporte au placement d'Énergie Brookfield lors de l'acquisition du portefeuille éolien en Irlande. Aux termes de la convention d'achat et de vente, Énergie Brookfield a acquis une participation financière dans le portefeuille éolien à compter du 1^{er} janvier 2014. La transaction a été conclue le 30 juin 2014 et, par conséquent, conformément aux IFRS, l'apport net aux fonds provenant des activités de 11 millions \$ a été comptabilisé dans le prix d'acquisition.

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

⁵⁾ Le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participations de commandité en circulation au cours de 2015 s'est établi à 275,6 millions (271,1 millions en 2014).

PROFIL DES CONTRATS

Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin d'assurer un degré élevé de prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous avons des conventions d'achat d'électricité à long terme d'une durée résiduelle moyenne pondérée de 16 ans (au prorata). 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, des exigences découlant de la législation dans certaines régions visant à délaissier la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de ces sources s'accroîtra sous l'effet de leurs coûts de plus en plus concurrentiels.

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

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE	2017	2018	2019	2020	2021
Production (GWh)					
Production visée par contrat¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord ²	12 764	11 979	11 344	9 764	8 995
Colombie	2 443	1 838	1 187	546	248
Brésil	3 403	3 118	2 954	2 579	1 800
	18 610	16 935	15 485	12 889	11 043
Énergie éolienne					
Amérique du Nord	1 708	1 708	1 708	1 708	1 708
Europe	574	612	612	558	558
Brésil	233	233	233	233	217
	2 515	2 553	2 553	2 499	2 483
Divers	283	305	305	305	252
	21 408	19 793	18 343	15 693	13 778
Production non visée par contrat	2 028	3 681	5 131	8 016	9 931
Moyenne à long terme au prorata³	23 436	23 474	23 474	23 709	23 709
Participations ne donnant pas le contrôle	18 177	18 236	18 236	18 411	18 411
Moyenne à long terme totale	41 613	41 710	41 710	42 120	42 120
Production visée par contrat – au 31 décembre 2016					
% de la production totale au prorata	91 %	84 %	78 %	66 %	58 %
% de la production totale	84 %	72 %	61 %	50 %	42 %
Prix par MWh – production totale au prorata	68 \$	69 \$	71 \$	74 \$	77 \$
Prix par MWh – production totale	64 \$	66 \$	70 \$	74 \$	77 \$

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. Pour les exercices 2018 et 2019 et les exercices 2020 et 2021, l'apport des actifs en cours de construction qui répondent aux conditions précitées est de respectivement 38 GWh et 273 GWh.

²⁾ Comprend la production de 1 410 GWh pour 2017 et de 624 GWh pour 2018 garantie par des contrats financiers.

³⁾ La moyenne à long terme au prorata comprend les actifs en propriété exclusive, notre quote-part des actifs que nous gérons.

Le profil des contrats reflète les contrats d'achat d'électricité et les contrats financiers associés aux acquisitions et aux actifs mis en service suivants au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 :

- Portefeuille hydroélectrique et de cogénération d'une puissance de 3 032 MW en Colombie
- Portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 296 MW en Pennsylvanie
- Portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 51 MW au Brésil
- Installation alimentée à la biomasse d'une puissance de 55 MW 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 contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield sont conclues avec des contreparties solvables ou de première qualité. La répartition au prorata de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité se compose de Brookfield (42 %), d'organismes publics d'électricité (17 %), d'utilisateurs industriels (28 %) et de sociétés de distribution (13 %).

PARTIE 3 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Structure du capital, emprunts à long terme et liquidités disponibles

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis. Au 31 décembre 2016, la dette à long terme avait augmenté par rapport à celle au 31 décembre 2015 en raison de la croissance du portefeuille.

Le tableau suivant présente le total de la structure du capital et le ratio d'endettement à la valeur comptable aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Facilités de crédit ¹	673 \$	368 \$
Emprunts de la société-mère ²	1 556	1 368
Emprunts des filiales ³	7 953	5 602
Dette à long terme	10 182	7 338
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 652	2 538
Capitaux propres	12 672	8 763
Total de la structure du capital	26 506 \$	18 639 \$
Ratio d'endettement	38 %	39 %

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

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

³⁾ Sans recours, garantis par des actifs précis de certaines filiales d'Énergie Brookfield.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, nous avons réalisé les financements ci-après :

Emprunts de la société-mère et facilités de crédit

- Émission de billets à moyen terme d'un montant en capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$) et remboursement des billets de série 6 (300 millions \$ CA), lesquels ont fait passer le taux d'intérêt moyen pondéré sur les emprunts de la société-mère de 5,0 % à 4,5 % et la durée moyenne pondérée de 6,5 ans à 7,4 ans
- Relèvement du plafond d'emprunt aux termes des facilités de crédit de la société-mère de 1 560 millions \$ à 1 690 millions \$, et prorogation de l'échéance au 30 juin 2021
- Après la fin de l'exercice, nous avons élevé à 400 millions \$ la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée fournie par Brookfield. Se reporter à la « PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires »

Emprunts des filiales

En Amérique du Nord, les financements réalisés au cours de l'exercice ont entraîné une baisse du taux d'intérêt moyen d'environ 10 pdb ainsi qu'une hausse de la durée moyenne de près de six mois.

Dans l'ensemble, le taux d'intérêt moyen des emprunts des filiales a augmenté et leur durée moyenne a diminué par rapport à ceux au 31 décembre 2015, du fait principalement de l'ajout du financement lié au portefeuille en Colombie.

Au cours de l'exercice, nous avons réalisé des financements de plus de 2,7 milliards \$:

Amérique du Nord

- 500 millions \$ liés à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie
- 315 millions \$ visant la récente acquisition du portefeuille hydroélectrique de 296 MW en Pennsylvanie
- 212 millions \$ associés à un portefeuille éolien d'une puissance de 150 MW en Californie
- 190 millions \$ liés à un portefeuille hydroélectrique de 377 MW au Tennessee et en Caroline du Nord
- 150 millions \$ CA (112 millions \$) visant un portefeuille hydroélectrique de 488 MW en Ontario

- Plus de 200 millions \$ associés à plusieurs portefeuilles de centrales hydroélectriques et à une installation éolienne d'une puissance totale de 559 MW ainsi qu'à un portefeuille d'installations hydroélectriques et éoliennes aux États-Unis détenu par l'intermédiaire de Brookfield Americas Infrastructure Fund

Colombie

- 750 millions \$ en financement dans le cadre de l'acquisition d'Isagen
- Modification d'un emprunt de 367 milliards de COP (122 millions \$) afin de proroger son échéance jusqu'en décembre 2025
- Financement par obligations de 300 milliards de COP (101 millions \$)

Europe

- 88 millions € (98 millions \$) visant notre portefeuille éolien de 123 MW au Portugal
- 43 millions £ (55 millions \$) associés à deux installations éoliennes d'une puissance totale de 29 MW en Irlande

Brésil

- Financement de 137 millions \$R (44 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 25 MW en cours de construction au Brésil

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie consolidés	223 \$	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	(135)	(23)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	88	40
Titres disponibles à la vente	136	14
Facilités de crédit		
Facilités de crédit autorisées	1 890	1 760
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit	(673)	(368)
Lettres de crédit émises	(250)	(218)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	967	1 174
Liquidités disponibles	1 191 \$	1 228\$

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

Dettes à long terme et facilités de crédit

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et des intérêts à payer au 31 décembre 2016 :

(EN MILLIONS)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société et facilités de crédit	-	349	-	345	462	1 079	2 235 \$
Emprunts des filiales	1 034	300	556	1 025	933	4 177	8 025
	1 034	649	556	1 370	1 395	5 256	10 260
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(78)
							10 182
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	6	5	6	6	409	433
							10 615 \$
Intérêts à payer¹							
Emprunts de la société et facilités de crédit	83	79	72	72	50	218	574 \$
Emprunts des filiales	506	452	431	375	290	1 231	3 285
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	20	25	20	20	20	69	174
	609	556	523	467	360	1 518	4 033 \$

¹⁾ S'entend du total des intérêts qui devraient être versés sur la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon les taux d'intérêt estimés.

Les emprunts des filiales venant à échéance en 2017 devraient être refinancés ou remboursés à l'échéance ou par anticipation. Ces emprunts comprennent ceux associés à nos portefeuilles en Nouvelle-Angleterre et à New York.

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas que la négociation de nos emprunts jusqu'en 2021 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 présentait comme suit aux 31 décembre :

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	2016	2015	2016	2015
Emprunts de la société	7,4	6,5	4,5	5,0
Emprunts des filiales	4,5	4,5	1,9	1,4
Facilités de crédit	9,0	9,3	6,4	5,5

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	632 \$	588 \$	700 \$
Activités de financement	2 709	(33)	1 299
Activités d'investissement	(3 191)	(623)	(2 037)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	10	(19)	(15)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	160 \$	(87) \$	(53) \$

Au 31 décembre 2016, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 223 millions \$, ce qui constitue une hausse de 160 millions \$ depuis le 31 décembre 2015.

Activités d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation s'étaient établis à 632 millions \$, ce qui constitue une augmentation de 44 millions \$ sur 12 mois.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation s'étaient établis à 588 millions \$, ce qui constituait une diminution de 112 millions \$ sur 12 mois attribuable principalement à la baisse des fonds provenant des activités et aux variations des soldes du fonds de roulement.

Variation nette du fonds de roulement

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Créances clients et autres actifs courants	30 \$	(72) \$	20 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(160)	2	(54)
Autres actifs et passifs	(7)	8	14
	(137) \$	(62) \$	(20) \$

Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 2 709 millions \$. Le montant de 3 477 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts était lié à la croissance de notre portefeuille, aux mesures de financement des filiales et à l'émission des billets à moyen terme de la société-mère. Le montant de 1 975 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – remboursements avait trait au remboursement à l'échéance des billets à moyen terme de série 6 et aux mesures de financement des filiales. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation sont liés à la croissance de notre portefeuille réalisée avec nos partenaires institutionnels et ont totalisé 2 621 millions \$. Un montant de 1 540 millions \$ a été payé en contrepartie des actions détenues par les actionnaires publics d'Isagen achetées lors des offres publiques d'achat (« OPA ») obligatoires, lequel comprend des coûts découlant de l'acquisition de 6 millions \$. L'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées a généré un produit net de respectivement 657 millions \$ et 147 millions \$. Se reporter à la « PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires ».

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 522 millions \$ (461 millions \$ en 2015 et 480 millions \$ en

2014). 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 de 2016. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 156 millions \$ (239 millions \$ en 2015 et 188 millions \$ en 2014). Pour en savoir plus, se reporter à la « PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement ».

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement s'étaient élevés à 33 millions \$. Le montant de 944 millions \$ comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts était lié à la croissance de notre portefeuille et comportait l'émission de billets à moyen terme au cours du premier trimestre de 2015. Le montant de 855 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 de 460 millions \$ étaient attribuables à la croissance de notre portefeuille. L'émission de 7 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 7 au prix de 25 \$ CA chacune avait généré un produit net de 128 millions \$.

Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 3 191 millions \$. Notre placement dans Isagen, dans un portefeuille hydroélectrique au Brésil, dans un portefeuille hydroélectrique en Pennsylvanie et dans un projet de développement éolien en Irlande s'est établi à 2 769 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement dans le développement et la construction d'actifs de production d'électricité a atteint 251 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 118 millions \$. Notre placement dans des titres disponibles à la vente s'est établi à 60 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'étaient élevés à 623 millions \$. Nos investissements étaient liés à l'acquisition d'un portefeuille d'énergie renouvelable au Brésil d'une puissance de 488 MW, d'un portefeuille éolien au Portugal d'une puissance de 123 MW et d'un portefeuille de projets de développement éolien en Écosse d'une puissance d'environ 1 200 MW. Combinés, ces investissements totalisaient 663 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Le produit découlant de la vente de l'installation éolienne en Californie d'une puissance de 102 MW s'était établi à 143 millions \$. Nos investissements continus dans le développement et la construction d'actifs de production d'énergie avaient atteint 191 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 94 millions \$. Les remboursements de capital reçus de nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence s'étaient élevés à 144 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation aux 31 décembre étaient comme suit :

	2016	2015
Actions privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	33 921 463	34 000 000
Rachat d'actions privilégiées aux fins d'annulation	-	(78 537)
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	(2 885 496)	-
Solde à la fin de l'exercice	31 035 967	33 921 463
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	7 000 000	-
Émission de parts de société en commandite privilégiées	8 000 000	7 000 000
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	2 885 496	-
Solde à la fin de l'exercice	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	298 946	171 605
Rachat de parts de société en commandite aux fins d'annulation	-	(340 289)
Solde à la fin de l'exercice	166 839 324	143 188 170
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral¹	296 497 947	272 846 793

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

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés pour les exercices clos les 31 décembre sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Déclarés			Versés		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Actions privilégiées de catégorie A	25 \$	30 \$	38 \$	25 \$	31 \$	39 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	15 \$	1 \$	- \$	12 \$	- \$	- \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	119 \$	208 \$	149 \$	119 \$	208 \$	149 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	24 \$	12 \$	6 \$	23 \$	12 \$	6 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	232 \$	217 \$	201 \$	230 \$	216 \$	231 \$
Parts de société en commandite	281 \$	239 \$	216 \$	269 \$	233 \$	243 \$

Les distributions aux porteurs de parts de société en commandite sur une base annualisée ont été augmentées comme suit :

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation	Total de la distribution	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2014	0,10 \$	1,55 \$	Mars 2014
Février 2015	0,11 \$	1,66 \$	Mars 2015
Février 2016	0,12 \$	1,78 \$	Mars 2016
Février 2017	0,09 \$	1,87 \$	Mars 2017

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Développement et construction

Le solde des coûts de développement liés aux deux projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 47 MW et à deux projets éoliens en Europe d'une puissance combinée de 43 MW devrait s'élever à 125 millions \$. Un projet hydroélectrique d'une puissance de 28 MW et les deux projets éoliens devraient être pleinement en exploitation en 2017. Le projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW devrait être pleinement en exploitation en 2018. Le solde des coûts de construction liés à la centrale hydroélectrique d'une puissance de 25 MW mise en service au Brésil après la fin de l'exercice devrait s'élever à 8 millions \$.

Engagements et éventualités

En décembre 2016, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille de 16 centrales hydroélectriques, d'une puissance totale de 230 MW, en Espagne et en France, pour une valeur d'entreprise totale de 275 millions €. La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et aux autres conditions de clôture d'usage. La clôture est prévue au cours du deuxième trimestre de 2017. Énergie Brookfield conservera une participation financière d'environ 29 % dans le portefeuille.

Au 31 décembre 2016, nous avons des engagements liés à des paiements minimaux futurs au titre de contrats de location non résiliables dont les échéances sont les suivantes :

(EN MILLIONS)	
2017	29 \$
2018	28
2019	27
2020	26
2021	25
Par la suite	219
Total	354 \$

Énergie Brookfield, 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 « PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement » pour de plus amples renseignements.

Énergie Brookfield, 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 31 décembre 2016, les lettres de crédit émises s'élevaient à 66 millions \$ (71 millions \$ au 31 décembre 2015).

Les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield 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 31 décembre 2016, les lettres de crédit émises par les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield s'élevaient respectivement à 483 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 d'Énergie Brookfield. Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield 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 indemnités 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 les montants sont tributaires 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 ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Énergie Brookfield n'a pas conclu d'accords hors état de la situation financière.

PARTIE 4 – INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles à la juste valeur s'élevaient à 25,3 milliards \$ au 31 décembre 2016, contre 18,4 milliards \$ au 31 décembre 2015. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, les portefeuilles acquis en Colombie, en Amérique du Nord et au Brésil ainsi que le projet de développement éolien acquis en Europe se sont élevés à 5 741 millions \$. Le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont totalisé 358 millions \$. L'incidence sur la juste valeur de la variation des taux d'actualisation, des prix de l'électricité à court terme et d'autres éléments a été de respectivement 190 millions \$, 89 millions \$ et 48 millions \$. La réévaluation des actifs en cours de construction a entraîné une augmentation de la juste valeur de 58 millions \$. L'augmentation des immobilisations corporelles à la juste valeur, principalement les actifs en Colombie et au Brésil, est attribuable à la dépréciation du dollar américain. Le peso colombien s'est apprécié de 12 % depuis l'acquisition du portefeuille en Colombie, tandis que le réal s'est apprécié de 22 % au cours de la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation de valeur provenant de l'appréciation du dollar canadien a été contrebalancée par la dépréciation de l'euro. Pour des renseignements sur les hypothèses utilisées pour la réévaluation de la juste valeur et l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 11, « Immobilisations corporelles à la juste valeur » dans les états financiers consolidés audités.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield aux prix de l'électricité sur des marchés déréglementés. Énergie Brookfield 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, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 26, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés audités.

Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'énergie avec des partenaires institutionnels, a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de ces entités.

Énergie Brookfield a conclu des conventions avec Brookfield Infrastructure Fund II et Brookfield Infrastructure Fund III, dans le cadre desquelles ces fonds donnent accès à du financement à court terme à Énergie Brookfield au moyen de l'utilisation de leurs facilités de crédit.

En décembre 2016, le montant maximal disponible sur la facilité de crédit renouvelable non garantie fournie par Brookfield Asset Management a été prélevé. Après la fin de l'exercice, le plafond de la facilité a été relevé à 400 millions \$. La charge d'intérêts sur cette facilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 s'est établie à moins de 1 million \$.

Après la fin de l'exercice, Brookfield a déposé des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield. L'intérêt réalisé sur les dépôts est conclu à des conditions de marché.

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	527 \$	469 \$	433 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	8	6	6
	535 \$	475 \$	439 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(3) \$	(5) \$	(9) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(23)	(22)	(21)
Services d'assurance	(40)	(30)	(29)
	(66) \$	(57) \$	(59) \$
Coûts de service de gestion	(62) \$	(48) \$	(51) \$

CAPITAUX PROPRES

Actions privilégiées

En juin 2016, nous avons annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis déposé par Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») lui signifiant son intention de relancer son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A. Dans le cadre de cette offre publique de rachat, nous sommes autorisés à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de nos actions privilégiées de catégorie A. L'offre 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 Énergie Brookfield.

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 d'Énergie Brookfield ayant un taux de distribution annuel de 5,59 %.

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

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

Brookfield, à titre de détentrice 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. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 15 % des distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,4225 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-dessus de ce seuil. Des distributions incitatives de 19 millions \$ ont été accumulées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 (8 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

assujetti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non dans le passif.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

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

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

Les parts de société en commandite privilégiées ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 31 décembre 2016, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Capitaux propres des commanditaires

En juin 2016, dans le cadre d'un placement par voie de prise ferme (le « placement »), Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield, 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 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Les coûts de transaction engagés par Énergie Brookfield dans le cadre du placement se sont élevés à 15 millions \$.

En décembre 2016, nous avons annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 8,3 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation. L'offre viendra à échéance le 28 décembre 2017, ou plus tôt si Énergie Brookfield termine les rachats avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir un exemplaire de l'avis, sans frais, en communiquant avec Énergie Brookfield.

PARTIE 5 – INFORMATIONS PROPORTIONNELLES

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

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

PRODUCTION (GWh)	Variation des résultats						
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord ¹	12 165	11 773	13 250	12 998	(1 085)	(1 225)	392
Colombie	2 420	-	2 994	-	(574)	-	2 420
Brésil	3 078	3 158	3 760	3 447	(682)	(289)	(80)
	17 663	14 931	20 004	16 445	(2 341)	(1 514)	2 732
Énergie éolienne							
Amérique du Nord ²	1 421	1 437	1 780	1 778	(359)	(341)	(16)
Europe	571	615	605	591	(34)	24	(44)
Brésil	266	186	245	184	21	2	80
	2 258	2 238	2 630	2 553	(372)	(315)	20
Divers	301	493	264	319	37	174	(192)
Totale	20 222	17 662	22 898	19 317	(2 676)	(1 655)	2 560

¹⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 6 950 GWh et 8 201 GWh (respectivement 7 080 GWh et 7 949 GWh en 2015) et du portefeuille au Canada de respectivement 5 215 GWh et 5 049 GWh (respectivement 4 693 GWh et 5 049 GWh en 2015).

²⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 452 GWh et 583 GWh (respectivement 421 GWh et 581 GWh en 2015) et du portefeuille au Canada de respectivement 969 GWh et 1 197 GWh (respectivement 1 016 GWh et 1 197 GWh en 2015).

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et 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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS DE \$)	Quote-part d'Énergie Brookfield							Divers	Siège social	Total	Participations ne donnant pas le contrôle	2016	2015
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	814	192	183	151	55	17	31	1	1 444	1 008	2 452	1 628	
Autres produits	24	3	13	-	-	-	(1)	8	47	17	64	81	
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6	-	3	-	-	-	-	-	9	-	9	20	
Coûts d'exploitation directs	(294)	(107)	(69)	(36)	(23)	(4)	(13)	(24)	(570)	(468)	(1 038)	(552)	
BAIIA ajusté ¹	550	88	130	115	32	13	17	(15)	930	557	1 487	1 177	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)	-	(62)	(48)	
Charge d'intérêts – emprunts	(176)	(36)	(24)	(41)	(14)	(7)	(1)	(91)	(390)	(216)	(606)	(429)	
Impôt exigible	(4)	(6)	(9)	-	-	-	-	-	(19)	(25)	(44)	(18)	
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	(15)	(1)	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(316)	(316)	(184)	
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(25)	(25)	-	(25)	(30)	
Fonds provenant des activités ¹	370	46	97	74	18	6	16	(208)	419	-	419	467	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(67)	(60)	
Fonds provenant des activités ajustés ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	352	407	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67	60	
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	341	255	
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	1	
Amortissements	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(781)	(616)	
Perte latente sur les instruments financiers	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	(9)	
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(10)	
Recouvrement d'impôt différé	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97	78	
Divers	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(38)	(63)	
Résultat net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	103	
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	712	546	
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	19	
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	(18)	
Variation nette des soldes du fonds de roulement	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(137)	(62)	
Trésorerie liée aux activités d'exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	632	588	

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

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

DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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 aux 31 décembre :

	2016			2015		
	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)		Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société-mère	4,5	7,4	1 562 \$	5,0	6,5	1 373 \$
Facilités de crédit	1,9	4,5	673	1,4	4,5	368
Emprunts des filiales						
Amérique du Nord	5,6	9,6	3 670	5,8	10,2	3 512
Colombie	9,8	6,9	468	-	-	-
Europe	3,7	11,1	253	3,9	11,0	250
Brésil	10,1	11,7	263	9,8	11,3	207
	6,2	9,6	4 654	5,6	9,6	3 969
Total de la dette			6 889 \$			5 710 \$
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties ¹			(45)			(37)
Quote-part d'Énergie Brookfield			6 844			5 673
Participations ne donnant pas le contrôle			3 338			1 665
Selon les états financiers en IFRS			10 182 \$			7 338 \$

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

Le tableau suivant présente un sommaire au prorata de nos remboursements de capital non actualisés au 31 décembre 2016 :

(EN MILLIONS)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société-mère et facilités de crédit	- \$	349	-	345	462	1 079	2 235 \$
Emprunts des filiales	750	160	221	513	302	2 708	4 654
	750	509	221	858	764	3 787	6 889
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(45)
							6 844
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	3	3	3	3	220	233
							7 077 \$

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS ANNUELLES ET TRIMESTRIELLES

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUE

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2016	2015	2014	2013	2012
Information sur l'exploitation :					
Puissance (MW)	10 731	7 284	6 707	5 849	5 304
Production totale (GWh)					
Production moyenne à long terme	39 948	25 543	23 296	21 836	18 202
Production réelle	34 071	23 332	22 548	22 222	15 942
Produits moyens (\$ par MWh)	72	70	77	77	82
Production au prorata (GWh)					
Production moyenne à long terme	22 898	19 317	18 607	18 286	16 362
Production réelle	20 222	17 662	18 173	18 927	14 376
Produits moyens (\$ par MWh)	71	71	78	79	84
Informations financières supplémentaires :					
Produits	2 452 \$	1 628 \$	1 704 \$	1 706 \$	1 309 \$
BAIIA ajusté ¹	1 487	1 177	1 216	1 208	852
Fonds provenant des activités ¹	419	467	560	594	347
Fonds provenant des activités ajustés ¹	352	407	502	538	295
Résultat net	40	103	203	215	(95)
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ^{1, 2}	1,45	1,69	2,07	2,24	1,31
Distributions par part de société en commandite	1,78	1,66	1,55	1,45	1,38

AUX 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2016	2015	2014	2013	2012
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 257 \$	18 358 \$	18 566 \$	15 741 \$	15 702 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	206	197	273	290	344
Total de l'actif	27 737	19 507	19 849	16 999	16 943
Dette à long terme et facilités de crédit	10 182	7 338	7 678	6 623	6 119
Passifs d'impôt différé	3 802	2 695	2 637	2 265	2 349
Total du passif	15 065	10 744	10 968	9 463	9 135
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	5 589	2 587	2 062	1 303	1 028
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	55	52	59	54	63
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 680	2 559	2 865	2 657	3 070
Actions privilégiées	576	610	728	796	500
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	324	128	-	-	-
Capitaux propres des commanditaires	3 448	2 827	3 167	2 726	3 147
Total des capitaux propres	12 672	8 763	8 881	7 536	7 808
Ratio d'endettement	38 %	39 %	40 %	41 %	38 %

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

²⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi à 288,7 millions (275,6 millions en 2015, 271,1 millions en 2014, 265,3 millions en 2013 et 265,2 millions en 2012).

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016				2015				2014			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT	10 608	9 345	10 951	9 044	6 369	5 459	7 199	6 516	5 770	5 065	6 440	6 021
Production totale (GWh) – réelle	8 728	7 522	8 792	9 029	6 117	4 992	6 400	5 823	5 839	4 383	6 341	5 985
Production au prorata (GWh) – MLT	5 887	5 206	6 336	5 469	4 759	4 104	5 479	4 975	4 532	4 023	5 280	4 772
Production au prorata (GWh) – réelle	4 734	4 395	5 197	5 896	4 553	3 715	4 834	4 560	4 699	3 418	5 192	4 864
Produit	571 \$	580 \$	627 \$	674 \$	392 \$	337 \$	458 \$	441 \$	408 \$	342 \$	474 \$	480 \$
BAlIA ajusté ¹	323	332	377	455	258	242	339	338	273	223	360	360
Fonds provenant des activités ¹	54	73	105	187	88	80	146	153	116	61	198	185
Résultat net	(1)	(19)	(19)	79	(10)	27	35	51	31	(25)	72	125
Fonds provenant des activités par part de société en commandite	0,18	0,24	0,37	0,68	0,32	0,28	0,53	0,56	0,42	0,21	0,74	0,70
Distribution par part de société en commandite	0,445	0,445	0,445	0,445	0,415	0,415	0,415	0,415	0,3875	0,3875	0,3875	0,3875

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

REVUE DU QUATRIÈME TRIMESTRE

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

	Variation des résultats						Réelle vs exercice précédent
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	
PRODUCTION (GWh)							
Production							
hydroélectrique							
Amérique du Nord ¹	3 258	3 564	4 309	4 003	(1 051)	(439)	(306)
Colombie	3 634	-	3 888	-	(254)	-	3 634
Brésil	624	1 240	1 073	1 048	(449)	192	(616)
	7 516	4 804	9 270	5 051	(1 754)	(247)	2 712
Énergie éolienne							
Amérique du Nord ²	495	535	562	562	(67)	(27)	(40)
Europe	376	479	458	443	(82)	36	(103)
Brésil	177	125	198	148	(21)	(23)	52
	1 048	1 139	1 218	1 153	(170)	(14)	(91)
Divers	164	174	120	165	44	9	(10)
Totale	8 728	6 117	10 608	6 369	(1 880)	(252)	2 611

¹⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 2 054 GWh et 3 092 GWh (respectivement 2 546 GWh et 2 801 GWh en 2015) et du portefeuille au Canada de respectivement 1 204 GWh et 1 217 GWh (respectivement 1 018 GWh et 1 202 GWh en 2015).

²⁾ Comprend la production réelle et la production moyenne à long terme du portefeuille aux États-Unis de respectivement 175 GWh et 219 GWh (respectivement 190 GWh et 219 GWh en 2015) et du portefeuille au Canada de respectivement 320 GWh et 343 GWh (respectivement 345 GWh et 343 GWh en 2015).

Pour des renseignements sur la moyenne à long terme, notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique au Brésil et notre mesure du rendement, se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

La production du portefeuille hydroélectrique s'est élevée à 7 516 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 9 270 GWh et une augmentation de 2 712 GWh par rapport à celle de l'exercice précédent. Dans notre portefeuille en Amérique du Nord, la production attribuable à nos centrales existantes aux États-Unis a reculé de 652 GWh en raison des conditions plus sèches que la normale. Le recul a été compensé en partie par une augmentation de 186 GWh de la production au Canada, principalement à nos centrales en Ontario. La production de notre portefeuille au Brésil s'est fixée à 681 GWh, en baisse par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent du fait de la baisse des apports dans l'ensemble du portefeuille et d'un arrêt imprévu à l'une de nos centrales. La production du portefeuille en Colombie a été légèrement inférieure à la moyenne à long terme. La croissance du portefeuille a ajouté 3 859 GWh.

La production du portefeuille éolien a atteint 1 048 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 1 218 GWh et une diminution de 91 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production a été inférieure à la moyenne à long terme, surtout en raison du régime des vents.

Le tableau qui suit présente les principales informations financières pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	571 \$	392 \$
Autres produits	9	6
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	2
Coûts d'exploitation directs	(258)	(142)
BAIIA ajusté ¹	323	258
Coûts de service de gestion	(16)	(10)
Charge d'intérêts – emprunts	(159)	(103)
Impôt exigible	(24)	(1)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(4)	(1)
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	(60)	(48)
Actions privilégiées	(6)	(7)
Fonds provenant des activités ¹	54 \$	88 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

Les produits se sont élevés à 571 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 179 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

La production relativement moins élevée dans l'ensemble du portefeuille et un arrêt imprévu à l'une de nos centrales hydroélectriques au Brésil ont eu une incidence sur les produits de respectivement 35 millions \$ et 9 millions \$.

Pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent, les produits de notre portefeuille au Brésil comprenaient un recouvrement de 25 millions \$ découlant de la réduction de la production.

La dépréciation du dollar américain a entraîné une augmentation des produits de 13 millions \$ et s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt pour se traduire par un apport net de 8 millions \$ aux fonds provenant des activités.

L'apport aux produits découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 235 millions \$, montant attribuable en grande partie à notre entreprise en Colombie.

La moyenne du total des produits par MWh s'est fixée à 65 \$, soit une augmentation de 1 \$ par MWh. La dépréciation du dollar américain a favorisé nos produits libellés en dollars canadiens, en euros et en réaux, et l'augmentation de la production des actifs assortis de prix relativement plus élevés a été en partie neutralisée par l'apport de nos actifs acquis récemment assortis de prix relativement moins élevés.

Les coûts d'exploitation directs de 258 millions \$ représentent une augmentation de 116 millions \$, laquelle est surtout attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 16 millions \$ représentent une augmentation de 6 millions \$, attribuable surtout à la croissance de la valeur de la capitalisation.

La charge d'intérêts de 159 millions \$ représente une augmentation de 56 millions \$, attribuable en grande partie à la croissance de notre portefeuille et à l'émission de billets à moyen terme au cours du troisième trimestre de l'exercice considéré.

La charge d'impôt exigible s'est élevée à 24 millions \$, soit une augmentation de 23 millions \$ imputable surtout à l'acquisition du portefeuille en Colombie au cours du premier trimestre de l'exercice.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle s'est élevée à 66 millions \$, soit une augmentation de 11 millions \$. L'apport découlant de la croissance du portefeuille s'est élevé à 36 millions \$.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 54 millions \$, soit une diminution de 34 millions \$.

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 la perte nette et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Perte nette	(1) \$	(10) \$
Coûts de service de gestion	16	10
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2	2
Perte latente sur les instruments financiers	(2)	-
Amortissement des immobilisations corporelles	188	144
Divers	32	48
Recouvrement d'impôt		
Exigible	24	1
Différé	(95)	(40)
Charge d'intérêts – emprunts	159	103
BAIIA ajusté¹	323 \$	258 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	98 \$	39 \$
Variation nette des soldes du fonds de roulement	19	78
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	17	29
Autres charges	(11)	(4)
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	2
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(4)	(1)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(66)	(55)
Fonds provenant des activités ¹	54	88
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	(17)	(15)
Fonds provenant des activités ajustés	37	73
Résultat net attribuable aux parts de société en commandite, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et à la participation de commandité	(47) \$	(26) \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite, part de société en commandite rachetable/échangeable et participation de commandité³	(0,28) \$	(0,09) \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,33	1,34
€	0,93	0,91
\$R	3,29	3,84
£	0,81	0,66
COP	3 017	-

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

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

³⁾ Le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite et de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité en circulation au cours de la période s'est établi à 299,1 millions (275,5 millions en 2015).

PARTIE 7 – RISQUES D’ENTREPRISE ET GESTION DES RISQUES

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Les objectifs de la direction consistent à protéger Énergie Brookfield contre les risques économiques importants et la variabilité des résultats découlant de divers risques financiers, notamment le risque de prix de l’électricité, le risque de change, le risque de taux d’intérêt, le risque de crédit et le risque de liquidité. De plus amples renseignements sur ces risques se trouvent à la note 4, « Gestion des risques et instruments financiers » dans les états financiers consolidés audités.

Le tableau suivant présente les risques financiers d’Énergie Brookfield et la méthode de gestion de ces risques :

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de prix de l’électricité	Nous sommes exposés aux variations du prix du marché de l’électricité.	<ul style="list-style-type: none"> • Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l’électricité est vendue • Conserver un portefeuille de contrats à court, moyen et long terme pour réduire au minimum le risque relatif aux fluctuations à court terme des prix de l’électricité • Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation • En 2016, environ 87 % (85 % en 2015) de la production faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers à court et long terme. Se reporter à la « PARTIE 2 – Revue du rendement financier ».
Risque de change	Nous courons un risque de change – dollar canadien, réal, euro, peso colombien et livre sterling – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	<ul style="list-style-type: none"> • Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l’exposition aux fluctuations de change • Quarante pour cent des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, qui touche 25 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change. • Aucun contrat de change visant à couvrir le risque de change attribuable à l’Amérique du Sud, qui touche 35 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés. Toutefois, ce risque de change est atténué par les indexations sur inflation annuelles de nos conventions d’achat d’électricité.

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de taux d'intérêt	<p>Nous sommes exposés au risque lié aux taux d'intérêt de nos emprunts, ainsi que sur les renouvellements des taux de dividende et de distribution de nos actions privilégiées et parts de société en commandite privilégiées, respectivement.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Les actifs sont constitués essentiellement d'actifs physiques de longue durée, et les passifs financiers, de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à un taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt • Conclure des contrats sur taux d'intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance • Une tranche de 966 millions \$ (1 040 millions \$ en 2015) de la dette à taux variable, laquelle se limite à certains emprunts de filiales et dont la valeur totale du capital s'élevait à 4 194 millions \$ (2 532 millions \$ en 2015), a été couverte grâce à des swaps de taux d'intérêt. Nous ne détenons aucun swap de taux d'intérêt visant à couvrir le risque de change attribuable à l'Amérique du Sud, qui touche 35 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés.
Risque de crédit	<p>Nous courons un risque de crédit lié aux activités d'exploitation et à certaines activités de financement, dont le risque maximal est représenté par les valeurs comptables présentées dans les états de la situation financière. Nous courons un risque de crédit si les contreparties à l'égard de nos contrats d'énergie, swaps de taux d'intérêt, contrats de change à terme, transactions physiques d'électricité et de gaz, et créances clients ne peuvent pas satisfaire à leurs obligations.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date • Exposition à des contreparties dont la note est de première qualité • Utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit • Au 31 décembre 2016, 95 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient courantes (99 % en 2015)

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de liquidité	<p>Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers.</p> <p>Nous sommes également assujettis au risque de liquidité, car nous exerçons nos activités par l'intermédiaire d'entités juridiques distinctes (filiales et sociétés affiliées) et sommes tributaires de la trésorerie reçue de ces entités pour acquitter les charges du siège social et verser des dividendes et des distributions respectivement aux actionnaires et aux porteurs de parts. Aux termes des conventions de crédit liées aux emprunts des filiales, les distributions en espèces versées à Énergie Brookfield sont généralement interdites si l'entité a manqué à son engagement de remboursement de l'emprunt (notamment le non-paiement du capital ou des intérêts), ou si elle n'atteint pas un ratio de couverture du service de la dette de référence. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, Énergie Brookfield et ses filiales ont respecté l'ensemble des clauses restrictives.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Au 31 décembre 2016, nous disposons de trésorerie et d'équivalents de trésorerie s'élevant à 223 millions \$ (3 millions \$ provenant de la Société) et de lignes de crédit générales non utilisées de 967 millions \$. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit et de l'échéancier respectif, se reporter à la PARTIE 3 « Situation de trésorerie et sources de financement ». • Suivi efficace et régulier des clauses restrictives • Cibler des titres de créance de première qualité ou des titres de créance présentant des caractéristiques de première qualité qui ont la capacité d'absorber la volatilité des flux de trésorerie • Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période • Trésorerie suffisante provenant des activités d'exploitation, accès à des facilités de crédit non utilisées et possibilité de financement par les marchés financiers de nos activités et pour respecter nos obligations à leur échéance • Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité

FACTEURS DE RISQUE

Les facteurs de risque auxquels les activités d'Énergie Brookfield sont les plus susceptibles d'être exposées sont présentés ci-après, mais ne les englobent pas tous. Pour une description des autres risques possibles, notamment la production non contractuelle dans notre portefeuille, les risques généraux liés à l'industrie, les cas fortuits, les limites d'assurance, les litiges, les relations avec les collectivités et les parties prenantes, les nouvelles technologies, les relations de travail, l'approvisionnement en matières premières de nos centrales de cogénération alimentées à la biomasse, la croissance des nouveaux projets de développement, la recherche et le financement d'occasions d'acquisition, les ententes d'exploitation à l'égard des participations partielles, l'émission de capitaux propres ou de titres d'emprunt aux fins des acquisitions et développements futurs, les nouveaux marchés dans des pays étrangers, le rôle général, les questions relationnelles et d'exploitation avec Brookfield Asset Management, les risques généraux liés à notre participation dans la société en commandite et les questions fiscales générales, nationales et étrangères, veuillez consulter le formulaire 20-F et tout autre document d'information du public qui sont accessibles sur EDGAR et sur SEDAR.

Selon la direction, aucun changement, sinon les risques liés à la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie, n'est survenu dans l'environnement économique ni à l'égard des risques qui pourraient avoir une incidence sur les activités ou les résultats d'Énergie Brookfield depuis la fin de l'exercice 2016.

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

Des changements dans l'hydrologie à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations éoliennes, aux récoltes ou dans les conditions météorologiques en général à nos centrales de cogénération à la biomasse pourraient occasionner un changement défavorable important dans le volume de l'électricité produite.

Les revenus dégagés par nos installations sont en rapport direct avec la quantité d'électricité produite, laquelle dépend à son tour des débits d'eau accessibles, du régime des vents et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents et les conditions météorologiques présentent des variations naturelles d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre et peuvent aussi changer en permanence en raison d'un changement climatique ou d'autres facteurs. Une catastrophe naturelle pourrait également influencer sur les débits d'eau des bassins hydrologiques que nous exploitons. L'énergie éolienne dépend lourdement des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents. La rentabilité d'un parc éolien dépend non seulement du régime des vents observé sur place, lequel est variable par nature, mais aussi de la question de savoir si le régime des vents observé est compatible avec les hypothèses formulées durant la phase de développement du projet. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos centrales hydroélectriques ou dans le régime des vents de nos installations d'énergie éolienne pourrait occasionner un changement défavorable important dans le volume d'électricité produite, les produits et les flux de trésorerie. Les conditions météorologiques ont par le passé causé de la variabilité dans les récoltes de canne à sucre. Une baisse dans l'approvisionnement en canne à sucre, qu'elle soit causée par une sécheresse, le gel ou des inondations, aux sucreries et fabriques d'éthanol qui fournissent la matière première de ces centrales de cogénération à la biomasse, pourrait restreindre le volume d'électricité que ces centrales peuvent produire.

L'offre et la demande sur le marché de l'énergie sont caractérisées par une volatilité qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les prix de l'électricité et avoir des conséquences défavorables importantes sur les actifs, les passifs, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

Une tranche des produits d'Énergie Brookfield dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés au sein desquels Énergie Brookfield exerce ses activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; la gestion de la production et la quantité de puissance installée excédentaire par rapport à la charge dans un marché donné; le coût lié au contrôle des émissions polluantes, dont le coût de l'émission de CO₂; la structure du marché de l'électricité; et les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique. De façon plus générale, des incertitudes persistent quant à la croissance de la demande

d'électricité, laquelle est influencée par : la situation macroéconomique, les prix absolus et relatifs de l'énergie ainsi que par l'économie d'énergie et la gestion de la demande. Conséquemment, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification des mises hors service de centrales électriques, en partie motivée par les réglementations environnementales, ainsi qu'à l'étendue, à la cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Par exemple, les baisses du prix du gaz naturel ont eu une incidence sur les prix des marchés de l'électricité en Amérique du Nord. Il est donc possible que cette volatilité et cette incertitude sur le marché de l'énergie en général, y compris le marché de l'énergie non renouvelable, aient des conséquences défavorables importantes sur les actifs, les passifs, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

Les contreparties à nos contrats pourraient ne pas respecter leurs obligations et, à mesure que nos contrats expirent, nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de les remplacer par des conventions comportant des modalités similaires.

Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs d'électricité aux termes de nos conventions d'achat d'électricité, y compris Brookfield, ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la convention d'achat d'électricité concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la convention d'achat d'électricité concernée, nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir puisque nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de remplacer la convention par une convention comportant des modalités équivalentes. Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux conventions d'achat d'électricité ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue.

Chercher à faire exécuter un contrat par l'intermédiaire des tribunaux pourrait prendre beaucoup de temps et engendrer d'importantes dépenses, sans garantie de succès.

Certaines conventions d'achat d'électricité de notre portefeuille seront assujetties à des négociations de contrats à l'avenir. Nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à notre capacité de renégocier ces contrats à l'expiration, et même si nous devons être capables de les renégocier ainsi, nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à l'obtention des mêmes prix ou modalités que ceux que nous recevons actuellement. Si nous ne sommes pas en mesure de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou que nous ne sommes pas en mesure d'obtenir des prix correspondant pour le moins au prix actuel que nous recevons, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en souffrir.

Inversement, un fort pourcentage de nos ventes sera réalisé par des installations faisant l'objet de contrats à durée indéterminée conclus avec Brookfield (compte tenu du droit de celle-ci de les renouveler) à prix fixes par MWh. Par conséquent, dans le cas de ces installations, notre capacité d'obtenir des revenus accrus en raison de hausses des prix du marché pourrait s'en trouver limitée.

Une importante partie de l'électricité que nous produisons est vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme conclues avec Brookfield, des services publics ou des utilisateurs industriels ou commerciaux finaux dont certains peuvent ne pas être notés par une agence de notation. Par exemple, au 31 décembre 2016, environ 42 % de notre production visée par des engagements contractuels en 2017 (au prorata) provenait d'entités de Brookfield, dont la majorité ne sont pas notées et dont les obligations ne sont pas garanties par Brookfield.

Le MRE pourrait être annulé ou modifié ou le volume précis d'Énergie Brookfield pourrait être révisé à la baisse.

Au Brésil, les producteurs d'énergie hydroélectrique participent à un programme d'équilibrage hydrologique (le « MRE »), qui vise à stabiliser l'hydrologie en assurant que l'ensemble des installations des participants au MRE reçoivent un volume précis d'électricité correspondant à environ la moyenne à long terme, sans égard au volume réel d'énergie produite, et près de la totalité de nos actifs fait partie de ce groupement. En cas de sécheresse nationale, lorsque l'ensemble du groupement connaît une pénurie par rapport à la moyenne à long terme, on peut s'attendre à ce qu'un actif partage la pénurie nationale de

façon proportionnelle avec le reste du groupement. De plus, des règles précises établissent les pourcentages minimums du volume de référence de l'électricité qui doit être réellement produit chaque année pour assurer une participation au MRE. Le volume de référence de l'énergie est revu chaque année à la lumière des critères établis par la réglementation applicable et il peut être rajusté à la hausse ou à la baisse. Si le volume de référence d'Énergie Brookfield est révisé, notre quote-part du fonds d'équilibrage pourrait être réduite. Si le MRE est annulé ou modifié, les résultats financiers d'Énergie Brookfield pourraient être exposés davantage aux variations dans l'hydrologie de certaines centrales hydroélectriques au Brésil. Dans les deux cas, cela pourrait avoir une conséquence défavorable sur nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Des hausses des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou des frais similaires) ou encore des changements apportés à la façon dont les autorités gouvernementales réglementent l'approvisionnement en eau pourraient imposer des obligations additionnelles à Énergie Brookfield.

Les droits d'usage de l'eau sont habituellement détenus en propriété ou contrôlés par les autorités gouvernementales, qui se réservent le droit de contrôler les niveaux d'eau ou d'imposer des exigences relatives à l'utilisation de l'eau comme condition préalable au renouvellement d'un permis qui diffèrent des arrangements actuellement en vigueur. Nous devons payer des taxes, verser des redevances ou payer des frais similaires pour l'utilisation de l'eau et des droits relatifs à l'eau une fois que nos projets hydroélectriques sont exploités commercialement. Des hausses marquées des redevances d'utilisation d'énergie hydroélectrique ou des frais similaires ou encore des changements apportés à la façon dont les autorités gouvernementales réglementent l'approvisionnement en eau pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nos activités sont fortement réglementées et un resserrement de la réglementation pourrait occasionner des coûts supplémentaires pour Énergie Brookfield.

Nos actifs de production sont soumis à une réglementation élaborée dans différents pays par diverses autorités gouvernementales et divers organismes de réglementation fédéraux, régionaux, étatiques, provinciaux et locaux. Comme les exigences légales changent souvent et sont assujetties à l'interprétation et à des considérations discrétionnaires, nous sommes dans l'impossibilité de prévoir le coût ultime de la conformité avec de telles exigences ou leur incidence sur notre exploitation. Une nouvelle loi, une nouvelle règle ou un nouveau règlement pourrait nécessiter des dépenses supplémentaires pour assurer ou maintenir la conformité ou pourrait avoir des conséquences défavorables sur notre capacité de générer et de livrer de l'énergie. De plus, les activités qui ne sont pas actuellement réglementées pourraient le devenir, ce qui pourrait entraîner des coûts supplémentaires pour notre entreprise. Par surcroît, des changements apportés à la structure ou aux règles du marché de gros, notamment les exigences en matière de réduction de la production ou les restrictions à l'accès au réseau électrique, pourraient nuire considérablement à notre capacité de tirer des revenus de nos installations. Par exemple, en Amérique du Nord, bon nombre de nos actifs sont assujettis aux règles de fonctionnement et d'établissement des marchés qui sont fixées par des exploitants de système indépendants, comme ISO New England. Ces exploitants de système indépendants pourraient imposer des règles qui nuisent à nos activités.

Il existe un risque que nos concessions et nos licences ne soient pas renouvelées.

Nous détenons des concessions et des licences et nous avons des droits pour l'exploitation de nos installations qui comprennent généralement des droits sur les terrains et l'eau nécessaires à la production d'électricité. Actuellement, nous prévoyons que nos concessions et nos licences seront renouvelées. Cependant, si des droits de renouvellement ne nous sont pas accordés ou si nos concessions ou licences sont renouvelées selon des conditions qui nous imposent des coûts additionnels, ou si des restrictions supplémentaires sont imposées, comme fixer un prix plafond pour les ventes d'énergie, notre rentabilité et nos activités pourraient en souffrir.

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

Même si nous arrivons actuellement à maintenir des coûts appropriés et concurrentiels, il existe un risque que des augmentations de nos coûts qui sont indépendants de notre volonté puissent nuire

considérablement à notre rendement financier. Parmi ces coûts, on retrouve, par exemple, les coûts engagés pour la conformité avec les nouvelles conditions imposées dans le cadre du processus de renouvellement des licences, les taxes foncières municipales, les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et le coût d'approvisionnement en matériaux et de prestation des services requis dans le cadre de nos activités d'entretien.

Nous pourrions ne pas respecter les conditions que comportent nos permis gouvernementaux ou ne pas parvenir à conserver ces permis.

Nos actifs de production et nos projets de construction doivent respecter de nombreuses normes relevant de lois et de règlements supranationaux (dans le cas de l'Union européenne), fédéraux, régionaux, étatiques, provinciaux et locaux, et conserver de nombreux permis, licences et approbations gouvernementales nécessaires à l'exploitation. Certains de ces permis, licences et approbations gouvernementales visant nos activités d'exploitation qui nous ont été délivrés contiennent des conditions et des restrictions ou peuvent avoir des durées limitées. Si nous ne parvenons pas à respecter les conditions ou à nous plier aux restrictions imposées par ces permis, licences et approbations gouvernementales ou aux restrictions imposées par des exigences de la législation ou de la réglementation, nous pourrions devenir assujettis à des mesures d'exécution de la part des autorités de réglementation ou être assujettis à des amendes, à des pénalités ou à des coûts additionnels, ou les approbations, les permis et les licences accordés par les organismes de réglementation pourraient être révoqués. De plus, si nous sommes dans l'impossibilité de renouveler, de conserver ou d'obtenir tous les permis, licences et approbations gouvernementales qui nous sont nécessaires pour l'exploitation continue ou le développement additionnel de nos projets, nous pourrions devoir limiter ou suspendre ceux-ci en conséquence. Si nous ne parvenons pas à renouveler, à conserver ou à obtenir tous les permis, licences ou approbations gouvernementales nécessaires, nos actifs, nos passifs, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir considérablement.

Nous pourrions subir des pannes d'équipement.

Nos actifs de production peuvent ne pas continuer de fonctionner comme par le passé et il existe un risque de panne d'équipement causée, notamment, par l'usure normale, les vices cachés, une erreur de conception, une erreur de l'opérateur ou une désuétude prématurée, entre autres choses, ce qui pourrait avoir des répercussions défavorables sur nos actifs, nos passifs, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Plus particulièrement, les éoliennes ont une durée de vie plus courte que les actifs hydroélectriques.

La rupture d'un barrage pourrait se traduire par une perte de capacité de production et pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables.

La rupture d'un barrage à l'une de nos centrales hydroélectriques ou la rupture des barrages d'autres centrales de production ou encore de barrages exploités par des tiers en amont ou en aval de nos centrales hydroélectriques pourrait se traduire par une perte de capacité de production jusqu'à ce que la rupture ait été réparée. Si la rupture se produit à l'une de nos installations, la réparation de cette rupture pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Ces ruptures pourraient endommager l'environnement ou causer un préjudice à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous soumettre à une responsabilité considérable. La rupture d'un barrage à une centrale de production ou à un barrage exploité par un tiers pourrait entraîner l'adoption de nouveaux règlements dont l'application pourrait se révéler coûteuse et qui pourraient avoir une incidence sur les installations d'Énergie Brookfield. Chaque nouveau règlement pourrait entraîner des dépenses en immobilisations supplémentaires au titre de la conformité et pourrait nuire à notre capacité de tirer des revenus de nos installations.

Nous sommes assujettis au risque de change, ce qui peut nuire au rendement de nos activités, et notre capacité de gérer ces risques dépend, en partie, de notre capacité à mettre à exécution une stratégie de couverture efficace.

Une partie importante de nos activités actuelles est exercée dans des pays où le dollar américain n'est pas la monnaie fonctionnelle. Les entreprises concernées versent des distributions dans d'autres monnaies que le dollar américain, que nous devons convertir en dollars américains avant le versement de ces distributions. Une dépréciation considérable de ces devises, des mesures pouvant être introduites par des gouvernements étrangers pour maîtriser l'inflation ou la déflation, le taux de change ou le contrôle des

exportations pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Dans le cadre de notre exposition aux risques de change, nous utilisons des contrats de change à terme et d'autres stratégies pour réduire le risque de change et rien ne garantit que ces stratégies seront couronnées de succès.

La capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties nécessite la disponibilité d'installations d'interconnexion et de réseaux de transport et l'accessibilité à ceux-ci.

Notre capacité de vendre de l'électricité dépend de la disponibilité des différents réseaux de transport permettant d'assurer la livraison de l'électricité à son point de livraison contractuel et l'accessibilité à ceux-ci, ainsi que des ententes et installations devant permettre l'interconnexion des projets de production aux réseaux de transport. L'absence de cette disponibilité et de cette accessibilité, notre incapacité d'obtenir des conditions raisonnables pour les ententes d'interconnexion et de transport, les défaillances opérationnelles des installations d'interconnexion ou de transport existantes, et une capacité insuffisante de ces installations d'interconnexion ou de transport pourraient avoir un effet défavorable important sur notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties ou sur l'obligation, pour les contreparties, d'accepter la livraison de l'électricité et de la payer, ce qui pourrait nuire considérablement à nos actifs, nos passifs, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nos activités sont exposées aux risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

La propriété, la construction et l'exploitation de nos actifs de production comportent un risque inhérent de responsabilité liée à la santé, à la sécurité et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement pour corriger les conditions non sécuritaires et/ou corriger ou autrement régler une contamination ou des dommages environnementaux. Nous pourrions aussi être soumis à des pénalités potentielles pour des infractions aux lois touchant la santé, la sécurité et l'environnement, de même qu'à une responsabilité civile potentielle. Dans le cours normal de nos activités, nous engageons des dépenses en immobilisations et d'exploitation pour respecter les lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, pour obtenir et respecter les licences, les permis et les autres approbations, ainsi que pour évaluer et gérer les risques s'y rapportant. Les coûts de la conformité avec de telles lois (et avec toutes lois ou modifications futures adoptées) peuvent augmenter et entraîner des dépenses supplémentaires élevées. Nous pourrions devenir assujettis à des ordonnances, à des enquêtes ou à d'autres poursuites gouvernementales (y compris des actions civiles) portant sur des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement par suite desquelles nos activités pourraient être limitées ou suspendues. La survenance de l'un de ces événements ou tout changement à ces recours ou tout ajout à celles-ci ou leur mise en application plus rigoureuse pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'exploitation et occasionner des dépenses supplémentaires élevées. D'autres questions touchant l'environnement, la santé et la sécurité portant sur des matières actuellement connues ou inconnues peuvent occasionner des dépenses imprévues ou entraîner des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements aux activités) pouvant nuire considérablement à notre entreprise et à nos résultats d'exploitation.

Nous pouvons faire l'objet de conflits, d'investigations réglementaires et gouvernementales, ou de litiges potentiels.

Dans le cours normal de nos activités, Énergie Brookfield fait l'objet de diverses poursuites judiciaires, qui pourraient l'exposer à devoir verser des dommages-intérêts considérables. L'issue de poursuites en cours, imminentes ou futures ne peut être prévue avec certitude et pourrait nous être défavorable. Par conséquent, il pourrait s'ensuivre des conséquences défavorables importantes sur nos actifs, nos passifs, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Nous et les membres de notre groupe faisons l'objet d'investigations réglementaires ou gouvernementales de temps à autre. Les investigations réglementaires et gouvernementales, indépendamment de leur issue, sont généralement coûteuses, détournent l'attention de la direction et peuvent nuire à notre réputation. Toute décision défavorable qui pourrait être rendue à notre égard dans le cadre d'une investigation réglementaire ou gouvernementale pourrait donner lieu à une responsabilité criminelle, des amendes, des sanctions ou toute autre mesure de redressement pécuniaire ou non pécuniaire, et pourrait nuire considérablement à nos activités ou à nos résultats d'exploitation.

Nous pourrions subir une perte importante découlant d'une fraude, de paiements illicites, d'actes de corruption, d'autres actes illégaux, de processus ou de systèmes inadéquats ou défectueux ou d'événements externes.

Nous pourrions subir une perte importante découlant d'une fraude, de paiements illicites, d'actes de corruption, d'autres actes illégaux, de processus ou de systèmes inadéquats ou défectueux ou d'événements externes, comme des menaces pour la sécurité ayant une incidence sur notre capacité d'exercer nos activités. Nous faisons affaire dans bon nombre de territoires et il est possible que nos activités s'étendent à de nouveaux territoires. Le fait d'exercer des activités dans bon nombre de territoires a pour conséquence qu'Énergie Brookfield est tenue de respecter les lois et les règlements du gouvernement américain ainsi que ceux de divers territoires non américains. Ces lois et ces règlements pourraient s'appliquer à Énergie Brookfield, notre fournisseur de services aux termes de notre convention-cadre de services avec Brookfield Asset Management (la « convention-cadre de services »), nos filiales, nos administrateurs, nos dirigeants, nos employés et nos mandataires tiers. En particulier, nos activités non américaines sont assujetties à des lois et à des règlements anticorruption américains et étrangers, comme la loi intitulée *Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (la « FCPA »), sans sa version modifiée. La FCPA, entre autres choses, interdit aux sociétés ainsi qu'à leurs dirigeants, administrateurs, employés et mandataires tiers agissant pour leur compte d'offrir frauduleusement, de promettre, d'autoriser ou de fournir quoi que ce soit de valeur à des agents publics étrangers afin d'influencer les décisions officielles ou d'obtenir ou de maintenir des relations d'affaires ou d'obtenir autrement un traitement favorable. Énergie Brookfield et ses dirigeants, administrateurs, employés et mandataires tiers font régulièrement affaire avec des organismes gouvernementaux et des entreprises détenues et contrôlées par l'État, dont les employés et les représentants peuvent être considérés comme des agents publics étrangers (foreign officials) aux fins de la FCPA. En outre, dans le cadre de nos acquisitions, nous pourrions nous exposer à des risques liés à la FCPA ou à d'autres risques liés à la corruption si nos processus de diligence raisonnable ne sont pas en mesure de mettre à jour ou de repérer des violations des lois anticorruption applicables.

Le risque lié aux actes illégaux et à la corruption ou aux systèmes défectueux fait l'objet d'une gestion à l'échelle de notre infrastructure, de nos contrôles, de nos systèmes et de notre personnel, qui est appuyée par des groupes centralisés s'attachant à gérer dans toute l'entreprise les risques opérationnels spécifiques comme ceux qui sont associés à la fraude, à la négociation, à l'impartition et à l'interruption des activités commerciales, ainsi que les risques liés au personnel et aux systèmes. Nous nous attendons à ce que nos employés et certaines tierces parties se conforment à nos politiques et à nos processus ainsi qu'aux lois applicables. Nous avons mis au point des programmes, des politiques, des normes, des méthodologies et des formations spécifiques destinés à appuyer la gestion de ces risques et, à mesure que nous pénétrons de nouveaux marchés et procédons à de nouveaux investissements, nous mettons à jour et exécutons nos programmes, nos politiques, nos normes, nos méthodologies et notre formation afin de résoudre les risques que nous percevons. Le défaut de repérer ou de gérer adéquatement ces risques pourrait entraîner, directement ou indirectement, des pertes financières, la réprobation des autorités de réglementation et/ou nuire à la réputation d'Énergie Brookfield.

Nous nous fions à des systèmes opérationnels informatisés, qui pourraient nous exposer à des cyberattaques.

Notre entreprise se fie à la technologie de l'information. En outre, nos activités se fient à des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et se raccorder aux organismes de réglementation, aux marchés de l'énergie de gros et à ses clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés des associés d'affaires clés et des organismes de réglementation sont également importants dans le cadre de l'exercice de nos activités. En conséquence, nous pourrions être exposés aux risques liés à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité de la technologie de l'information. Une atteinte à notre technologie de l'information pourrait passer inaperçue sur une longue période. La violation de nos mesures de cybersécurité ou la panne ou la défaillance de nos systèmes opérationnels informatisés, ou des systèmes associés de réserve ou de stockage des données pendant une période prolongée pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, la présentation de l'information, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les progrès de la technologie pourraient réduire ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets.

Il existe d'autres technologies pouvant produire de l'énergie renouvelable, comme les piles à combustible, les microturbines et les cellules photovoltaïques (solaires). La plupart de ces autres technologies nécessitent encore des subventions pour être concurrentielles par rapport aux sources d'énergie traditionnelles comme l'hydroélectricité. Toutefois, les activités de recherche et de développement se poursuivent en vue d'améliorer ces autres technologies et leur coût de production d'électricité diminue graduellement. De plus, les activités de recherche et de développement se poursuivent en vue d'apporter des améliorations à la production classique d'énergie à partir de combustibles fossiles et d'en réduire les émissions de carbone. Il se peut que les progrès réalisés réduisent davantage le coût associé aux méthodes substitutives de production d'électricité ou les émissions de carbone des méthodes de production de combustibles fossiles traditionnelles. En pareil cas, l'avantage concurrentiel de nos projets pourrait s'en trouver considérablement réduit, voire éliminé, et nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir considérablement.

Risques liés au financement

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

Nous nous attendons à ce que les acquisitions futures, l'aménagement et la construction de nouvelles installations et autres dépenses d'investissement soient financés directement de l'encaisse générée par nos activités, la récupération de capital, des dettes et d'éventuelles ventes de titres de capitaux propres. La totalité de notre structure organisationnelle fait appel à des dettes qui devront être remplacées à l'occasion : Énergie Brookfield a des dettes d'entreprise, et bon nombre de ses entités en exploitation ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités. Notre capacité à obtenir du financement par emprunt ou par titres de capitaux propres pour financer notre croissance, ou notre capacité à refinancer nos dettes existantes dépendent, notamment, de l'état général des marchés financiers (ainsi que de la conjoncture des marchés locaux, particulièrement en ce qui concerne les financements sans recours), du rendement d'exploitation continu de nos actifs, des prix futurs de l'électricité, du niveau des taux d'intérêt futurs et de l'évaluation, par les prêteurs et investisseurs, de notre risque lié au crédit, des conditions des marchés des capitaux ainsi que de l'intérêt des investisseurs à l'égard de placements dans des actifs du secteur de l'énergie renouvelable et des actifs d'infrastructure en général, de même que dans les titres d'Énergie Brookfield plus particulièrement. En outre, les contrats de financement d'Énergie Brookfield contiennent des modalités qui limitent notre capacité à rembourser nos dettes avant l'échéance sans engager de pénalités, ce qui peut limiter notre capacité à réunir du capital et du financement selon des modalités favorables. Dans la mesure où les sources externes de capital deviennent limitées, ne sont pas accessibles ou ne peuvent être obtenues qu'à prix élevé, notre capacité à financer des acquisitions et à effectuer les dépenses en immobilisations nécessaires pour la construction de nouvelles installations ou l'entretien des installations existantes sera compromise et, de ce fait, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient être ainsi assujettis à des conséquences défavorables importantes.

Nous sommes assujettis à des restrictions opérationnelles et financières en raison de nos engagements que renferment certains de nos contrats de prêt ou d'emprunt et accords de sûreté.

Énergie Brookfield est assujettie à des restrictions opérationnelles et financières en raison des engagements que renferment nos contrats de prêt et d'emprunt et accords de sûreté. Ces restrictions nous interdisent d'effectuer, notamment, les opérations suivantes, ou limitent notre capacité de le faire : contracter des dettes supplémentaires, fournir des cautionnements pour une dette, accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, disposer d'actifs, procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion ou à un regroupement ou procéder à une réorganisation de l'entreprise ou à une refonte du capital, déclarer des distributions, émettre des titres de capitaux propres et créer des filiales. Une clause restrictive financière dont sont assorties nos obligations de société et nos facilités de crédit bancaire d'entreprise limite notre endettement total à un pourcentage de notre structure du capital totale, une restriction qui pourrait limiter notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos affaires et de tirer parti d'occasions d'affaires et de développement. Si nous contrevenons à ces clauses restrictives, nos facilités de crédit peuvent être résiliées ou devenir exigibles, et ces

événements pourraient entraîner la détérioration de notre note de crédit, et, par conséquent, pourraient assujettir Énergie Brookfield à des taux d'intérêt et à des frais de financement plus élevés. Nous pourrions aussi être tenus d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant plus de clauses restrictives, exigeant des remboursements par anticipation ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité de faire croître notre entreprise, d'acquérir des actifs requis ou de prendre d'autres mesures que nous pourrions juger appropriées ou souhaitables.

La révision de nos notes de crédit pourrait avoir des conséquences défavorables sur notre situation financière et notre capacité de mobiliser des capitaux.

La note de crédit attribuée à Énergie Brookfield ou aux titres d'emprunt de nos filiales pourrait être modifiée ou retirée par l'agence de notation qui l'a attribuée. L'abaissement ou le retrait d'une note de crédit peut avoir des conséquences défavorables sur notre situation financière et notre capacité de mobiliser des capitaux.

Risque lié à notre stratégie de croissance

Nous pourrions ne pas être en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser ces opérations comme nous l'avions prévu.

Notre stratégie pour ce qui est d'accroître la valeur livrée à nos porteurs de parts de société en commandite consiste à tenter d'acquérir ou de mettre en valeur des actifs et des entreprises de qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés redressés en fonction du risque sur notre capital investi. Toutefois, il n'est pas certain que nous serons en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser des opérations répondant à nos critères de placement. Ces critères de placement sont axés, notamment, sur les critères de la solidité financière, de l'exploitation, de la gouvernance et de la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement cible, et, par conséquent, il n'est pas certain que nous serons en mesure de développer davantage notre entreprise en réalisant des acquisitions ou en mettant en valeur des actifs à des prix avantageux. La concurrence pour de tels actifs est considérable, et celle que nous livrent d'autres investisseurs ou sociétés disposant d'importantes ressources financières peut entraîner une hausse significative du prix d'achat ou nous empêcher de procéder à une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères de placement et que nos concurrents pourraient décider de saisir. De plus, nos initiatives de croissance sont assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tierce partie, les approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tierce partie qui sont hors de notre contrôle. Si la totalité ou certaines de nos initiatives de croissance ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir reporter certaines acquisitions ou y renoncer dans leur ensemble, ou nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser leurs avantages prévus.

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

Une partie-clé de la stratégie d'Énergie Brookfield comprend la recherche d'occasions d'acquisition éventuelles. Les acquisitions en général, et les acquisitions d'envergure plus particulièrement, ont le potentiel d'augmenter considérablement l'ampleur, la portée et la complexité de nos activités. Si nous n'arrivons pas à gérer ces activités additionnelles de manière efficace, cela pourrait avoir une conséquence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les acquisitions entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable et importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la possibilité que nous ne soyons pas en mesure de clore une opération annoncée ou autrement de réaliser les avantages attendus, la difficulté d'intégrer les activités acquises et le personnel à nos activités actuelles; l'incapacité à attendre des synergies éventuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention des professionnels de Brookfield; la difficulté de gérer la croissance d'une organisation de plus grande envergure; le risque d'entrer dans des marchés dans lesquels nous avons peu d'expérience; le risque d'être partie à des conflits ou des litiges de travail, commerciaux ou réglementaires relativement aux nouvelles

activités; le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; le risque lié à la violation alléguée ou effective de lois anticorruption applicables aux activités acquises; et le risque d'un changement de contrôle découlant de l'acquisition de droits en cas d'événement déclencheur auprès d'une tierce partie ou d'organismes gouvernementaux aux termes de contrats conclus par les unités d'exploitation acquises ou d'autorisations détenues par celle-ci. Bien que nous ayons l'habitude d'effectuer un contrôle diligent rigoureux des entreprises faisant l'objet d'une acquisition, il est possible que ce contrôle diligent ne réussisse pas à découvrir ou à évaluer adéquatement tous les risques importants liés à l'entreprise acquise, qu'ils soient de nature opérationnelle, financière, juridique ou autre. Par exemple, nous pourrions être incapables de repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation que nous avons faite d'une telle disposition, ce qui pourrait entraîner un différend. La découverte de passifs importants après une acquisition de même que le fait qu'une acquisition ne donne pas les résultats attendus pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation d'Énergie Brookfield. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avions envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos parts de société en commandite pourrait chuter.

L'aménagement de nos nouveaux projets d'énergie présente des risques liés à la construction et des risques liés aux arrangements que nous concluons avec des collectivités et des participants de coentreprise.

Notre capacité de développement d'un projet fructueux sur le plan économique dépend, notamment, de notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais requis et selon le budget. La construction et l'aménagement d'installations de production présentent des risques sur le plan de l'environnement, de l'ingénierie et de la construction, qui pourraient entraîner des dépassements de coûts, des retards et un rendement réduit. Les divers facteurs qui pourraient occasionner ces retards, ces dépassements de coûts ou ce rendement réduit incluent, notamment, les retards relatifs à l'obtention des permis, les modifications apportées aux exigences techniques et de conception, les coûts de construction, le rendement des entrepreneurs, les conflits de travail et les conditions météorologiques défavorables. De plus, nous concluons différents types d'arrangements avec les collectivités et les participants de coentreprise, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones, pour le développement des projets. Certaines de ces collectivités et certains de ces participants de coentreprise peuvent avoir ou acquérir des intérêts ou des objectifs différents des nôtres ou même en conflit avec ceux-ci. De telles divergences pourraient nuire à la réussite de nos projets.

La réglementation gouvernementale prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable pourrait changer à tout moment.

Le développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable et la croissance globale du secteur de l'énergie renouvelable ont récemment obtenu l'appui de politiques étatiques, provinciales, nationales, internationales et supranationales. Certains de nos projets bénéficient de telles mesures incitatives. L'attrait de l'énergie renouvelable pour des acheteurs d'actifs renouvelables tout comme le rendement économique dont disposent les promoteurs des projets sont souvent accrus par de telles mesures incitatives. Il existe un risque que la réglementation qui prévoit des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable puisse changer ou arriver à échéance de manière à nuire au marché pour les énergies renouvelables en général. De tels changements pourraient avoir une incidence sur la compétitivité de l'énergie renouvelable en général, et plus particulièrement sur la valeur économique de nos projets.

Autres risques liés à Énergie Brookfield

Nous pourrions être exposés aux risques couramment associés à une séparation entre la participation financière et le contrôle, ou à la création d'une dette à multiples paliers dans une structure organisationnelle.

Notre structure de propriété et notre structure organisationnelle sont semblables à celles où une société en contrôle une autre, laquelle détient à son tour des participations majoritaires dans d'autres sociétés; ainsi, la société se trouvant en haut de la chaîne peut contrôler celle se trouvant au bas de la chaîne, et ce, même

si son pourcentage effectif de participation dans la société du bas est inférieur à une participation majoritaire. Brookfield est l'unique actionnaire du commandité d'Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Partners Limited (le « commandité gestionnaire »), et, étant donné qu'elle est propriétaire de celui-ci, elle sera en mesure de contrôler la nomination et la destitution de ses administrateurs et, par conséquent, d'exercer une influence notable sur nous. De notre côté, il arrive fréquemment que nous ayons une participation majoritaire dans nos placements ou une influence notable sur ceux-ci. Même si Brookfield a une participation financière effective de quelque 61 % dans nos activités en raison du fait qu'elle possède nos parts de société en commandite et des parts de société en commandite rachetables/échangeables, elle pourrait, au fil du temps, réduire sa participation financière dans nos activités tout en conservant son bloc de contrôle. Cela pourrait faire en sorte que Brookfield utilise les droits que lui confère ce contrôle de façon contraire aux intérêts économiques de nos autres porteurs de parts. Par exemple, bien que nous nous soyons dotés d'une politique en matière de conflits où sont énoncées, entre autres, des exigences en matière d'examen et d'approbation à l'égard des opérations conclues entre Énergie Brookfield et Brookfield, comme Brookfield pourra exercer une influence notable sur nous et, par conséquent, sur nos placements, le risque que nous réalisons des placements d'après des modalités qui avantagent Brookfield de manière disproportionnée par rapport à Énergie Brookfield et ses porteurs de parts s'en trouve accru. En outre, il se peut que la dette engagée à plusieurs niveaux au sein de la chaîne de contrôle renforce la séparation entre la participation financière et la participation de contrôle à de tels niveaux, ce qui nous inciterait à endetter notre société et celles dans lesquelles nous investissons. Une telle augmentation de la dette nous rendrait encore plus vulnérables à des baisses de revenus, à des hausses de dépenses et de taux d'intérêt ainsi qu'à une conjoncture de marché défavorable. Le montant requis pour assurer le service de cette dette réduirait également les fonds disponibles pour nous verser des distributions à nous-mêmes et, finalement, à nos porteurs de parts.

Notre défaut de maintenir des contrôles internes efficaces pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités et le cours de nos parts de société en commandite.

En vertu de l'article 404 de la *Loi Sarbanes Oxley* de 2002, notre direction a remis un rapport d'évaluation portant sur l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière (dans lequel elle a conclu à l'efficacité de ces contrôles internes), et notre cabinet d'experts-comptables inscrits indépendants a remis un rapport d'attestation sur l'évaluation par notre direction de l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière, parallèlement à son opinion sur nos états financiers consolidés audités. Si nous ne maintenons pas des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière ou ne mettons pas en œuvre les contrôles exigés, nouveaux ou améliorés, ou encore si nous éprouvons des difficultés durant leur mise en œuvre, nous pourrions devoir divulguer des faiblesses importantes de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière, ce qui pourrait donner lieu à une possibilité plus qu'infime d'erreurs ou d'inexactitudes dans nos états financiers consolidés qui pourraient s'avérer importantes. Si nous ou notre cabinet d'experts-comptables inscrits indépendants devons conclure que nos contrôles internes à l'égard de l'information financière n'étaient pas efficaces, les investisseurs pourraient perdre confiance relativement à notre information financière fournie et le cours de nos parts pourrait fléchir. Si nous ne parvenons pas à maintenir des contrôles internes efficaces, cela pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre accès aux marchés financiers et la perception des investisseurs à notre endroit. En outre, la correction de faiblesses importantes de nos contrôles internes pourrait exiger d'importantes dépenses et la direction pourrait devoir y consacrer un temps considérable.

Risques liés à notre relation avec Brookfield

Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes hautement tributaires du fournisseur de services aux termes de notre convention-cadre de services.

Une filiale de Brookfield Asset Management est le seul actionnaire du commandité gestionnaire. Comme Brookfield est propriétaire du commandité gestionnaire, elle est en mesure de contrôler la nomination et la destitution des administrateurs du commandité gestionnaire et, par conséquent, d'exercer une influence considérable sur Énergie Brookfield. De plus, Énergie Brookfield détient sa participation dans les entités en exploitation indirectement par l'intermédiaire de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et détiendra les acquisitions futures indirectement par l'intermédiaire de BRELP, dont le commandité appartient indirectement à Brookfield Asset Management. Puisque le seul actif considérable

d'Énergie Brookfield est constitué des participations de société en commandite qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits de vote futurs. Énergie Brookfield n'a pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou des filiales, y compris en ce qui concerne la prise de décisions (bien qu'elle ait le droit de destituer et de remplacer le commandité de BRELP).

Énergie Brookfield et BRELP dépendent des services de gestion et d'administration fournis aux termes de notre convention-cadre de services par le fournisseur de services ou selon ses directives. Le personnel et le personnel de soutien de Brookfield qui nous fournissent des services aux termes de cette convention-cadre de services ne sont pas tenus d'assurer, comme responsabilité principale, la gestion et l'administration d'Énergie Brookfield ou de BRELP, ni d'agir exclusivement pour n'importe laquelle d'entre nous, et notre convention-cadre de services n'exige pas que des personnes précises soient fournies par Brookfield à Énergie Brookfield. Le défaut de gérer efficacement nos activités actuelles ou de mettre en œuvre notre stratégie pourrait avoir une incidence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Notre convention-cadre de services demeure en vigueur à perpétuité, jusqu'à ce qu'il y soit mis fin conformément à ses modalités.

PARTIE 8 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés annuels audités sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut poser des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du Règlement 51-102, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les 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 ». L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield 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.

Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

ESTIMATIONS CRITIQUES

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

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 11, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », de nos états financiers consolidés audités. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 o) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », de nos états financiers consolidés audités.

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

ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Énergie Brookfield des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou payerait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 4, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés audités pour de plus amples détails.

iii) Impôt différé

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

JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

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

i) Préparation des états financiers consolidés

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

ii) Transactions sous contrôle commun

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

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 f), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation », de nos états financiers consolidés audités. L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut faire preuve de jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables à inclure dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

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

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

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2023 en Amérique du Nord et en Europe. Cette année est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes installations alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale et de l'accroissement de la demande. Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles installations éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des installations hydroélectriques. Au Brésil, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout inclus de nouvelles installations.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des installations en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque installation en exploitation

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

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 i), « Instruments financiers », de nos états financiers consolidés audités. En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, et pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 k), « Impôts sur le résultat », de nos états financiers consolidés audités. Pour l'application de cette méthode, il faut faire preuve de jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. Cette norme établit des principes en matière d'information financière à fournir à l'égard d'actifs financiers et de passifs financiers pour donner aux utilisateurs des états financiers des informations pertinentes et utiles aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs d'une entité. La nouvelle norme apporte plusieurs améliorations à l'IAS 39, tout particulièrement l'adoption d'une approche fondée sur les principes en matière de comptabilité de couverture. Bien qu'elle ne change pas le type de relation de couverture ni l'exigence selon laquelle l'inefficacité d'une couverture doit être évaluée, elle simplifie l'application de la comptabilité de couverture et devrait permettre une meilleure harmonisation des stratégies de gestion des risques et de la présentation comptable. Les autres modifications comprennent le remplacement des divers modèles de dépréciation des actifs financiers préconisés par l'IAS 39 par un modèle unique axé sur les pertes de crédit attendues sur tous les actifs financiers et le remplacement de la structure complexe de classement actuelle par un modèle économique fondé sur l'emploi et la nature des flux de trésorerie.

L'IFRS 9 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'application anticipée est permise. L'adoption de l'IFRS 9 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. À ce jour, la direction est en voie d'officialiser le plan de transition et a commencé à classer et à examiner les stratégies de couverture actuelles et les opérations de couverture qui ne remplissent pas les conditions requises pour la comptabilité de couverture, afin d'assurer la conformité à l'IFRS 9 et de relever de nouvelles occasions. La direction a également entrepris l'examen des politiques actuelles de gestion des risques et des contrôles internes afin de se conformer aux exigences de la comptabilité de couverture de la nouvelle norme. Les étapes suivantes consisteront à évaluer le classement des instruments financiers existants, le caractère approprié des systèmes informatiques existants et les nouvelles obligations d'information. La direction continue d'évaluer 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, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. L'IFRS 15 s'applique à presque tous les contrats avec des clients, sauf ceux couverts par une autre norme, comme les contrats de location, les instruments financiers et les contrats d'assurance. En avril 2016, l'IASB a apporté des modifications à l'IFRS 15, qui fournissent des lignes directrices supplémentaires relatives à l'identification des obligations de prestation, aux considérations à prendre en compte pour déterminer si une entité agit à titre de mandant ou de mandataire et aux produits tirés de contrats de licence. Les modifications offrent aussi un allègement transitoire supplémentaire à l'adoption initiale de l'IFRS 15 et entrent en vigueur à la même date que l'IFRS 15.

L'IFRS 15 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de l'IFRS 15 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. Jusqu'à présent, la direction a participé à des séances de planification stratégique avec sa société-mère et a élaboré un plan d'adoption préliminaire. La direction a également relevé des sources de produits importantes qui doivent être évaluées, et procède actuellement au recueil, à l'identification et au recensement de renseignements détaillés sur les principaux contrats pouvant être touchés par les modifications à la date de transition. Les étapes suivantes consisteront à terminer l'analyse globale, à évaluer toute incidence possible sur les systèmes informatiques et les contrôles internes et à examiner les informations supplémentaires requises par la norme. La direction continue d'évaluer l'incidence globale 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. Un preneur pourra appliquer l'IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de l'IFRS 16 à la date de première application. L'IFRS 16 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. L'application anticipée est permise. La direction continue d'évaluer l'incidence de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce qu'elle soit significative.

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

Évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information

Notre direction, avec le concours du chef de la direction et du chef de la direction des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information financière (au sens donné à l'expression correspondante dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la loi américaine *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (l'« Exchange Act »)), en date de la clôture de l'exercice visé par le présent rapport annuel. Selon cette évaluation, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, au 31 décembre 2016, nos contrôles et procédures de communication de l'information financière étaient conçus pour donner un niveau d'assurance raisonnable et qu'ils étaient efficaces, que l'information importante que nous devons présenter dans les documents que nous déposons ou soumettons aux termes de l'Exchange Act était enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la Securities Exchange Commission, et qu'elle était accumulée puis communiquée à notre direction, y compris à notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre rapidement des décisions concernant la communication de l'information. Même si les contrôles et procédures de communication de l'information financière et le contrôle interne à l'égard de l'information financière étaient adéquats et efficaces, nous continuons de mettre en place des mesures pour renforcer ces processus et procédures de contrôle.

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

Il incombe à la direction d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière, selon la définition stipulée dans la Règle 13a-15 (f) de l'Exchange Act. Sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris, en ce qui nous concerne, les personnes occupant les fonctions de principal dirigeant et de principal responsable des finances, nous avons procédé à une évaluation de l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2016, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway (cadre de 2013). D'après l'évaluation effectuée en vertu du document *Internal Control – Integrated Framework*, la direction a conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace en date du 31 décembre 2016.

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

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

L'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2016 a été auditée par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés, experts-comptables autorisés, qui a également audité les états financiers consolidés, comme il est énoncé dans son rapport figurant dans le présent document.

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

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

Changements dans le contrôle interne

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 n'a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

PARTIE 9 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield, 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, Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

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

À la date du présent rapport, Brookfield détient une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 61 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Énergie Brookfield, soit une participation de 0,01 %, la tranche restante d'environ 39 % étant détenue par le public.

Production réelle et production moyenne à long terme

Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de la période, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition ou de la date du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. Pour ce qui est de la Colombie seulement, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Se reporter à la « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ». Le poste Divers comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des installations à la biomasse au Brésil. La production présentée comprend la totalité de la production découlant des actifs que nous gérons.

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

Le risque d'une chute de la production au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique administré par le gouvernement brésilien. Ce programme atténue le risque hydrologique en garantissant à tous les participants qu'ils recevront, à un certain moment, une quantité d'énergie assurée, quel que soit le volume d'énergie réel produit. Le programme répartit le total de l'énergie générée en transférant les surplus des installations ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion

plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

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

Les conventions de vote ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle *in fine* toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 o) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités.

MESURE DU RENDEMENT

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, Colombie, Brésil et Europe), car c'est ainsi que 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 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés 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.

Nous avons ajusté les régions géographiques des secteurs hydroélectricité et énergie éolienne. Étant donné que les secteurs Canada et États-Unis représentent une proportion plus faible de notre portefeuille mondial, nous les avons regroupés sous un seul secteur Amérique du Nord afin de refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de l'entreprise, gère les activités et affecte les ressources.

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 et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. En particulier, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente de la définition utilisée par d'autres sociétés et de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada (« REALPAC ») et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. 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. Nous fournissons également le

rapprochement avec le résultat net et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier », « PARTIE 5 – Informations proportionnelles » et « PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles ».

Informations proportionnelles

Les informations proportionnelles reflètent notre quote-part dans des installations dans lesquelles nous détenons une participation inférieure à 100 %. Par conséquent, elles comprennent les actifs en propriété exclusive et notre quote-part des actifs que nous gérons.

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre entreprise donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte ou d'une diminution du résultat sur 12 mois même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

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

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement de ses activités 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. Énergie Brookfield 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.

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre le rendement de l'entreprise.

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 aux liquidités de l'entreprise, et les flux de trésorerie résiduels conservés pour financer les distributions et les initiatives de croissance.

Énergie Brookfield se sert des fonds provenant des activités pour évaluer les liquidités de l'entreprise avant l'incidence de l'impôt différé, de l'amortissement des immobilisations corporelles, de la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, du profit ou de la perte sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas les liquidités des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés audités, nous utilisons le modèle de la réévaluation conformément à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles*, selon laquelle l'amortissement est établi à partir d'un montant réévalué, ce qui réduit le caractère comparable avec nos pairs qui ne présentent pas leurs résultats selon les IFRS publiées par l'IASB ou qui n'ont pas adopté le modèle de la réévaluation pour évaluer les immobilisations corporelles. Nous ajoutons l'impôt différé, car nous ne croyons pas que cet élément reflète la valeur actualisée des obligations fiscales réelles que nous nous attendons à engager sur un horizon à long terme. Énergie Brookfield 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.

Énergie Brookfield estime que cette analyse et la présentation des fonds provenant des activités permettront à l'investisseur de mieux comprendre les liquidités des activités. 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 les liquidités d'une entité et les coûts des actifs sous-jacents sur de longues périodes de détention.

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

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS.

PARTIE 10 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport annuel renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la loi américaine Securities Act of 1933 et l'article 21E de la loi américaine Securities Exchange Act of 1934, dans leur version modifiée respective, ainsi que par les règles d'exonération de la loi américaine Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et par toute autre réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, concernant les activités et l'exploitation d'Énergie Brookfield. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport annuel comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, le rendement financier prévu d'Énergie Brookfield, la future mise en service d'actifs, la nature du portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution d'Énergie Brookfield, ainsi que l'accès aux capitaux d'Énergie Brookfield. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs puisqu'ils 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 de la production non contractuelle 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 défaillants; notre dépendance aux systèmes d'exploitation informatisés; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; la possibilité que des technologies récemment mises au point et dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir; notre incapacité de financer nos activités en raison du statut des marchés financiers; notre incapacité à gérer efficacement notre exposition au risque de change; les restrictions financières et d'exploitation par suite d'engagements dans nos ententes de prêt, d'emprunt et de sûreté; des variations de nos notations de crédit; tout changement apporté à la réglementation gouvernementale prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable; notre incapacité de trouver des occasions de placement suffisantes et de conclure des transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages attendus de nos transactions; notre incapacité de développer des emplacements existants et de trouver de nouveaux emplacements se prêtant à l'aménagement de nouveaux projets d'électricité; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, au développement et à l'exploitation de nos installations de production; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; notre manque de contrôle sur toutes nos activités; notre capacité à émettre des titres de participation ou de créance tributaires des marchés financiers pour des acquisitions et des projets de développement futurs; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre relation avec Brookfield Asset Management et notre dépendance à son égard, et l'influence notable que Brookfield Asset Management exerce sur nous; et les risques liés aux modifications apportées à la manière dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations dans la société en commandite.

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

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport annuel 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 pour les 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 distinctement 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 5, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

Responsabilité de la direction pour les états financiers

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

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

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

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



Sachin Shah
Chef de la direction



Nicholas Goodman
Chef de la direction des finances

Le 28 février 2017

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited (commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.) et aux porteurs de parts de Brookfield Renewable Partners L.P.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield »), qui comprennent les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre 2016 et 2015 et les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2016, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

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

Responsabilité des auditeurs

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

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

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de Brookfield Renewable Partners L.P. aux 31 décembre 2016 et 2015, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2016, conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board.

Autres points

Nous avons également effectué l'audit, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), du contrôle interne sur l'information financière en date du 31 décembre 2016 selon les critères établis dans le rapport intitulé Internal Control – Integrated Framework publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (cadre de 2013), et notre rapport daté du 28 février 2017 exprime une opinion sans réserve sur le contrôle interne sur l'information financière d'Énergie Brookfield.

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

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 28 février 2017

CONTRÔLE INTERNE SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE

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

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

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2016, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (cadre de 2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne d'Énergie Brookfield sur l'information financière était efficace en date du 31 décembre 2016. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation du contrôle interne sur l'information financière les contrôles internes du portefeuille en Colombie, du portefeuille en Amérique du Nord, du portefeuille au Brésil et du projet de développement éolien en Europe acquis en 2016, dont le total de l'actif, l'actif net, le total des produits et le résultat net, sur une base combinée, représentent environ respectivement 27 %, 36 %, 35 % et 345 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2016 et pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne sur l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2016 a été audité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2016.



Sachin Shah
Chef de la direction



Nicholas Goodman
Chef de la direction des finances

Le 28 février 2017

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited (commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.) et aux porteurs de parts de Brookfield Renewable Partners L.P.

Nous avons audité le contrôle interne sur l'information financière de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») en date du 31 décembre 2016, en nous fondant sur les critères établis en vertu du rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (cadre de 2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »). Le maintien d'un contrôle interne efficace sur l'information financière et l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière incombe à la direction d'Énergie Brookfield, et cette évaluation est présentée dans le rapport de la direction sur le contrôle interne sur l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne sur l'information financière d'Énergie Brookfield sur la base de notre audit.

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

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

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

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne sur l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne sur l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du portefeuille en Colombie, du portefeuille en Amérique du Nord, du portefeuille au Brésil et du projet de développement éolien en Europe acquis en 2016, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2016 d'Énergie Renewable et qui constituaient environ respectivement 27 % et 36 % du total de l'actif et de l'actif net au 31 décembre 2016 et 35 % et 345 % des produits et du résultat net de l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne sur l'information financière d'Énergie Brookfield ne comportait pas d'évaluation du contrôle interne

sur l'information financière du portefeuille en Colombie, du portefeuille en Amérique du Nord, du portefeuille au Brésil et du projet de développement éolien en Europe acquis en 2016.

À notre avis, Énergie Brookfield maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace sur l'information financière en date du 31 décembre 2016, selon les critères du COSO.

Nous avons également audité, conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), les états financiers consolidés de 2016 d'Énergie Brookfield et notre rapport daté du 28 février 2017 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

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

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 28 février 2017

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Notes	2016	2015	2014
Produits	26	2 452 \$	1 628 \$	1 704 \$
Autres produits	6	64	122	10
Coûts d'exploitation directs	7	(1 038)	(552)	(524)
Coûts de service de gestion	26	(62)	(48)	(51)
Charge d'intérêts – emprunts	12	(606)	(429)	(415)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	-	10	3
(Perte latente) profit latent sur les instruments financiers	4	(4)	(9)	10
Amortissements	11	(781)	(616)	(548)
Divers	8	(38)	(63)	3
Recouvrement d'impôt				
Exigible	10	(44)	(18)	(18)
Différé	10	97	78	29
		53	60	11
Résultat net		40 \$	103 \$	203 \$
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	13	65 \$	69 \$	51 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	13	-	-	1
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	13	(29)	1	55
Actions privilégiées	13	25	30	38
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	14	15	1	-
Capitaux propres des commanditaires	15	(36)	2	58
		40 \$	103 \$	203 \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite		(0,23) \$	0,01 \$	0,42 \$

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

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

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE				
(EN MILLIONS)				
	Notes	2016	2015	2014
Résultat net		40 \$	103 \$	203 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles	18, 11	424	1 293	1 700
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies	28	(2)	5	(8)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	10	(34)	(283)	(369)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		388	1 015	1 323
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
Profit (perte) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	4	8	10	(60)
Profit latent sur les titres disponibles à la vente	4	61	-	-
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	4	(41)	(32)	-
Écart de conversion	9	986	(1 138)	(467)
(Perte latente) profit latent sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	4	(66)	55	69
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	10	(7)	(8)	3
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		941	(1 113)	(455)
Autres éléments du résultat global		1 329	(98)	868
Résultat global		1 369 \$	5 \$	1 071 \$
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	13	700 \$	273 \$	310 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	13	6	(2)	8
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	13	275	(86)	379
Actions privilégiées	13	41	(87)	(31)
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	14	15	1	-
Capitaux propres des commanditaires	15	332	(94)	405
		1 369 \$	5 \$	1 071 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS)

	Notes	2016	2015
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19	223 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions	20	121	198
Créances clients et autres actifs courants	21	454	256
Actifs liés à des instruments financiers	4	55	26
Montants à recevoir de parties liées	26	54	57
		907	600
Actifs liés à des instruments financiers	4	145	20
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	206	197
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	11	25 257	18 358
Goodwill	16	896	-
Actifs d'impôt différé	10	150	157
Autres actifs non courants	22	176	175
		27 737 \$	19 507 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	23	467 \$	284 \$
Passifs liés à des instruments financiers	4	156	127
Montants à payer à des parties liées	26	76	64
Tranche courante de la dette à long terme	12	1 034	770
		1 733	1 245
Passifs liés à des instruments financiers	4	72	64
Dette à long terme et facilités de crédit	12	9 148	6 568
Passifs d'impôt différé	10	3 802	2 695
Autres passifs non courants	24	310	172
		15 065	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	13	5 589	2 587
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	13	55	52
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	13	2 680	2 559
Actions privilégiées	13	576	610
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	14	324	128
Capitaux propres des commanditaires	15	3 448	2 827
		12 672	8 763
		27 737 \$	19 507 \$

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti
Administratrice



David Mann
Administrateur

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

	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires privilégiés	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)													
Solde au 31 décembre 2015	(485) \$	(670) \$	4 019 \$	(7) \$	(30) \$	- \$	2 827 \$	128 \$	610 \$	2 587 \$	52 \$	2 559 \$	8 763 \$
Résultat net	(36)	-	-	-	-	-	(36)	15	25	65	-	(29)	40
Autres éléments du résultat global	-	241	105	(1)	(1)	24	368	-	16	635	6	304	1 329
Parts de société en commandite privilégiées et parts de société en commandite émises (notes 14 et 15)													
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustements	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Échange d'actions privilégiées (notes 13 et 14)	-	-	-	-	-	-	-	49	(49)	-	-	-	-
Apports en capital (note 13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 621	-	-	2 621
Acquisitions (note 13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 417	-	-	1 417
Distributions ou dividendes déclarés	(281)	-	-	-	-	-	(281)	(15)	(25)	(119)	(24)	(232)	(696)
Régime de réinvestissement des distributions	9	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	9
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire (notes 3 et 13)	(24)	25	-	-	-	-	1	-	-	(1 617)	-	-	(1 616)
Divers	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-	(1)	-	19	(5)	1
Variation au cours de l'exercice	228	266	105	(1)	(1)	24	621	196	(34)	3 002	3	121	3 909
Solde au 31 décembre 2016	(257) \$	(404) \$	4 124 \$	(8) \$	(31) \$	24 \$	3 448 \$	324 \$	576 \$	5 589 \$	55 \$	2 680 \$	12 672 \$
Solde au 31 décembre 2014	(241) \$	(241) \$	3 685 \$	(9) \$	(27) \$	- \$	3 167 \$	- \$	728 \$	2 062 \$	59 \$	2 865 \$	8 881 \$
Résultat net	2	-	-	-	-	-	2	1	30	69	-	1	103
Autres éléments du résultat global	-	(429)	334	2	(3)	-	(96)	-	(117)	204	(2)	(87)	(98)
Parts de société en commandite privilégiées émises	-	-	-	-	-	-	-	128	-	-	-	-	128
Achats pour annulation de parts de société en commandite et d'actions privilégiées	(9)	-	-	-	-	-	(9)	-	(1)	-	-	-	(10)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	460	-	-	460
Distributions ou dividendes déclarés	(239)	-	-	-	-	-	(239)	(1)	(30)	(208)	(12)	(217)	(707)
Régime de réinvestissement des distributions	5	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	5
Divers	(3)	-	-	-	-	-	(3)	-	-	-	7	(3)	1
Variation au cours de l'exercice	(244)	(429)	334	2	(3)	-	(340)	128	(118)	525	(7)	(306)	(118)
Solde au 31 décembre 2015	(485) \$	(670) \$	4 019 \$	(7) \$	(30) \$	- \$	2 827 \$	128 \$	610 \$	2 587 \$	52 \$	2 559 \$	8 763 \$

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

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

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global					Participations ne donnant pas le contrôle					
	Capitaux propres des commandi- taires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Total des capitaux propres des commandi- taires	Actions privilegiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables/ détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2013	(337) \$	(83) \$	3 160 \$	(7) \$	(7) \$	2 726 \$	796 \$	1 303 \$	54 \$	2 657 \$	7 536 \$
Résultat net	58	-	-	-	-	58	38	51	1	55	203
Autres éléments du résultat global	-	(158)	527	(2)	(20)	347	(69)	259	7	324	868
Parts de société en commandite émises											
Produit net	285	-	-	-	-	285	-	-	-	-	285
Ajustements	(38)	-	-	-	-	(38)	-	-	1	37	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	610	-	-	610
Distributions ou dividendes déclarés	(216)	-	-	-	-	(216)	(38)	(149)	(6)	(201)	(610)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	3	-	-	-	-	3
Divers	4	-	(2)	-	-	2	1	(12)	2	(7)	(14)
Variation au cours de l'exercice	96	(158)	525	(2)	(20)	441	(68)	759	5	208	1 345
Solde au 31 décembre 2014	(241) \$	(241) \$	3 685 \$	(9) \$	(27) \$	3 167 \$	728 \$	2 062 \$	59 \$	2 865 \$	8 881 \$

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

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

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS)

	Notes	2016	2015	2014
Activités d'exploitation				
Résultat net		40 \$	103 \$	203 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Amortissement des immobilisations corporelles	11	781	616	548
Perte latente (profit latent) sur les instruments financiers	4	4	9	(10)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	-	(10)	(3)
Recouvrement d'impôt différé	10	(97)	(78)	(29)
Profit réalisé à la cession	6	-	(53)	-
Autres éléments sans effet de trésorerie		24	62	(9)
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	6	19	30
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	26	11	(18)	(10)
Variation nette des soldes du fonds de roulement	27	(137)	(62)	(20)
		632	588	700
Activités de financement				
Dettes à long terme – emprunts	12	3 477	944	2 118
Dettes à long terme – remboursements	12	(1 975)	(855)	(1 046)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	13	2 621	460	610
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	3, 13	(1 540)	-	-
Émission de parts de société en commandite privilégiées	14	147	128	-
Émission de parts de société en commandite	15	657	-	285
Rachat de parts de société en commandite et d'actions privilégiées		-	(10)	-
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	13	(119)	(208)	(149)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(25)	(31)	(39)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	14	(12)	-	-
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	13, 15	(522)	(461)	(480)
		2 709	(33)	1 299
Activités d'investissement				
Acquisitions	3	(2 886)	(682)	(1 899)
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	117	19	61
Investissement dans les éléments suivants :				
Dépenses d'investissement de maintien	11	(118)	(94)	(108)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	11	(251)	(191)	(78)
Crédits d'impôt à l'investissement liés aux actifs de production d'énergie renouvelable		-	-	23
Produit de la cession d'actifs	6	-	143	-
Remboursements de capital reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, montant net	18	-	144	-
Placements dans des titres	4	(60)	(18)	(25)
Liquidités soumises à restrictions et autres		7	56	(11)
		(3 191)	(623)	(2 037)
Profit (perte) de change sur la trésorerie		10	(19)	(15)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Augmentation (diminution)		160	(87)	(53)
Solde au début de l'exercice		63	150	203
Solde à la fin de l'exercice		223 \$	63 \$	150 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés		588 \$	414 \$	406 \$
Intérêts reçus		40 \$	18 \$	10 \$
Impôts sur le résultat payés		55 \$	32 \$	33 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

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

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

Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield est situé au 73 Front Street, Fifth Floor, Hamilton HM12, Bermudes.

La société-mère directe d'Énergie Brookfield 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 qu'Énergie Brookfield, sont désignées, individuellement et collectivement, comme « Brookfield » dans les présents états financiers.

Les parts de société en commandite sans droit de vote d'Énergie Brookfield (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 ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A, série 5, série 7 et série 9 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G » et « BEP.PR.I ».

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

Notes des états financiers consolidés

Page

APPLICATION GÉNÉRALE

1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	88
2. Principales filiales	103
3. Regroupements d'entreprises	104
4. Gestion des risques et instruments financiers	110
5. Informations sectorielles	119

RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION

6. Autres produits	123
7. Coûts d'exploitation directs	123
8. Divers	123
9. Écart de conversion	123
10. Impôts sur le résultat	124

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

11. Immobilisations corporelles à la juste valeur	126
12. Dette à long terme et facilités de crédit	129
13. Participations ne donnant pas le contrôle	133
14. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	138
15. Capitaux propres des commanditaires	139
16. Goodwill	141
17. Gestion du capital	141
18. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	142
19. Trésorerie et équivalents de trésorerie	143
20. Liquidités soumises à restrictions	143
21. Créances clients et autres actifs courants	143
22. Autres actifs non courants	144
23. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	144
24. Autres passifs non courants	144
25. Engagements, éventualités et garanties	145

DIVERS

26. Transactions entre parties liées	146
27. Renseignements supplémentaires	150
28. Prestations de retraite et avantages du personnel futurs	150
29. Filiales faisant appel public à l'épargne	155
30. Événements postérieurs à la date de clôture	156

1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés sont fondées sur les IFRS en vigueur le 31 décembre 2016 et comprennent les IFRS, les Normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations élaborées par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») et le Comité permanent d'interprétation (« SIC »). Les méthodes décrites ci-après sont appliquées de façon uniforme à toutes les périodes présentées, à moins d'indication contraire.

La publication des présents états financiers consolidés a été autorisée le 28 février 2017 par le conseil d'administration de son commandité, BRPL.

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

i) Consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes d'Énergie Brookfield et de ses filiales, qui sont des entités sur lesquelles Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield sont présentées séparément dans les capitaux propres aux états consolidés de la situation financière.

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

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Europe. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités pertinentes, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités. Se reporter à la note 26, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

Les conventions de vote ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »), étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître la méthode comptable d'Énergie Brookfield quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 o) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun ».

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

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

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

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

c) Écart de conversion

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

Les actifs et les passifs provenant d'activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar américain sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction au cours de la période. Les profits ou les pertes à la conversion de filiales à l'étranger sont inclus dans les autres éléments du résultat global.

Les profits ou les pertes sur les soldes libellés en monnaies étrangères et les transactions qui sont désignées comme instruments de couverture d'un investissement net dans ces filiales sont comptabilisés de la même manière.

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

d) Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

e) Liquidités soumises à restrictions

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

f) Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation

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

En général, Énergie Brookfield calcule la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans. Ce modèle inclut les flux de trésorerie provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, pour lesquels il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Ce modèle comprend également les estimations relatives aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme anticipée, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement, ainsi que des hypothèses relatives aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation par emplacement géographique. Les immobilisations en cours sont réévaluées lorsque suffisamment de renseignements ont été recueillis pour établir leur juste valeur selon la méthode des flux de trésorerie actualisés. Les réévaluations sont faites annuellement au 31 décembre afin de s'assurer que la valeur comptable ne diffère pas de façon significative de la juste valeur. Énergie Brookfield évalue initialement, à leur juste valeur les actifs de production d'énergie acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises au cours de l'exercice, conformément à la méthode comptable décrite à la note 1 I), « Regroupements d'entreprises ». Ainsi, dans l'année d'acquisition, les actifs de production d'énergie ne sont pas réévalués à la fin de l'exercice à moins d'une indication que les actifs ont perdu de la valeur.

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

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

	Durée d'utilité estimée
Barrages	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées	Jusqu'à 60 ans
Centrales électriques	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie hydroélectrique	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie éolienne	Jusqu'à 30 ans
Unités de cogénération alimentées au gaz (« cogénération »)	Jusqu'à 40 ans
Autres actifs	Jusqu'à 60 ans

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

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

L'amortissement des immobilisations corporelles au Brésil est calculé selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession. La durée résiduelle moyenne pondérée était de 15 ans au 31 décembre 2016 (18 ans en 2015). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujéti à l'amortissement.

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

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

g) Dépréciation d'actifs

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

élevée entre l'estimation révisée de la valeur recouvrable et celle de la valeur comptable qui aurait été comptabilisée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement.

h) Créances clients et autres actifs courants

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

i) Instruments financiers

Tous les instruments financiers se répartissent entre les catégories suivantes : actifs et passifs évalués à la juste valeur par le biais du résultat net, trésorerie, prêts et créances, instruments financiers utilisés aux fins de couverture et autres passifs financiers. Tous les instruments financiers sont évalués à la juste valeur lors de leur comptabilisation initiale. Après la comptabilisation initiale, les actifs financiers classés dans les prêts et créances et les autres passifs financiers sont évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les actifs financiers et les passifs financiers classés dans les instruments financiers utilisés aux fins de couverture de flux de trésorerie sont toujours comptabilisés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les autres actifs financiers et passifs financiers et les instruments financiers qui ne sont pas utilisés à des fins de couverture sont comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net.

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

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

i) Éléments admissibles à titre de couvertures

Couverture de flux de trésorerie

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

contrats de taux d'intérêt désignés comme couvertures des versements d'intérêts futurs sont comptabilisés en résultat sur la durée des versements d'intérêts correspondants.

Couverture d'un investissement net

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

ii) Éléments non admissibles à titre de couvertures

Au moment de la comptabilisation initiale d'un instrument financier dérivé qui n'est pas désigné comme couverture, un actif ou un passif dérivé est comptabilisé avec respectivement un passif ou un actif différé compensatoire. Les profits ou les pertes découlant de variations de la juste valeur des actifs ou passifs dérivés sont comptabilisés comme profits ou pertes de juste valeur par le biais du résultat net dans la période au cours de laquelle les variations se produisent. Le passif ou l'actif différé est amorti en résultat selon la méthode linéaire sur la durée d'utilité de l'instrument financier dérivé.

iii) Placements disponibles à la vente

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

j) Comptabilisation des produits et des charges

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

k) Impôts sur le résultat

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

L'impôt différé est comptabilisé lorsqu'il y a des différences temporaires imposables entre la base fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. L'impôt différé n'est pas comptabilisé lorsque la différence temporaire résulte du goodwill ou de la comptabilisation initiale d'autres actifs et passifs dans le cadre d'une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui ne touche ni le bénéfice imposable ni le résultat comptable. Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires

déductibles et les reports en avant de crédits d'impôt non utilisés et de pertes fiscales non utilisées, dans la mesure où il est probable que les déductions, les crédits d'impôt et les pertes fiscales puissent être utilisés. La valeur comptable des actifs d'impôt différé fait l'objet d'un examen à chaque date de clôture et est réduite dans la mesure où il n'est plus probable que les actifs d'impôt soient recouvrés. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture.

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

I) Regroupements d'entreprises

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

Le goodwill est comptabilisé dans la mesure où le total de la juste valeur de la contrepartie versée, le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de toute participation précédemment détenue dans l'entité acquise excèdent la juste valeur des immobilisations corporelles et incorporelles identifiables nettes acquises. Si l'écart est négatif, le montant est comptabilisé en résultat net à titre de profit. Le goodwill n'est pas amorti et n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Toutefois, 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 ait subi une perte de valeur. Les pertes de valeur à l'égard du goodwill ne peuvent être reprises.

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

Lorsque cela s'applique, la contrepartie de l'acquisition comprend tout actif ou passif découlant d'une entente de contrepartie éventuelle, mesuré à la juste valeur à la date d'acquisition. Les variations ultérieures de la juste valeur sont inscrites dans le coût d'acquisition, quand elles sont considérées comme des ajustements liés à la période d'évaluation. Toutes les autres variations de la juste valeur de la

contrepartie éventuelle classée à titre de passifs seront comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, tandis que les variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée dans les capitaux propres de la société ne font pas l'objet d'une réévaluation ultérieure.

m) Autres éléments

i) Coûts capitalisés

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

ii) Prestations de retraite et avantages du personnel futurs

Les prestations de retraite et les avantages du personnel futurs relativement aux employés des entités en exploitation faisant partie d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés. Le coût des prestations de retraite au titre des régimes à prestations définies et des avantages postérieurs à l'emploi offerts est comptabilisé au fur et à mesure que les employés obtiennent droit à prestations. La méthode des unités de crédit projetées au prorata des années de service, qui se fonde sur les hypothèses les plus probables de la direction, est utilisée pour évaluer les prestations et autres avantages de retraite. Tous les écarts actuariels sont comptabilisés immédiatement par le biais des autres éléments du résultat global afin que le montant net de l'actif ou du passif au titre des régimes de retraite comptabilisés aux états consolidés de la situation financière reflète la valeur totale du déficit ou de l'excédent des régimes. L'intérêt net est calculé en appliquant le taux d'actualisation à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies. Les variations du montant net des obligations au titre des prestations définies se rapportant aux coûts de service (qui comprennent le coût des services rendus pour l'exercice, le coût des services passés, ainsi que les profits et les pertes sur les réductions et les règlements ponctuels), et les charges d'intérêts nettes ou les produits d'intérêts nets sont comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat.

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

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

Les obligations juridiques et implicites liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles sont comptabilisées en tant que passifs lorsque l'obligation est engagée et sont évaluées à la valeur actuelle des coûts prévus pour régler le passif, au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres au passif. Le passif est désactualisé jusqu'à la date à laquelle il sera engagé, et une charge correspondante est comptabilisée dans les charges d'exploitation. La valeur comptable des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement est revue chaque année, et l'incidence des modifications d'estimations touchant

le montant des flux de trésorerie ou le moment prévu des débours est ajoutée au coût de l'actif connexe, ou déduite de celui-ci.

iv) Intérêts et coûts d'emprunt

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

v) Provisions

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

vi) Produits d'intérêts

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

vii) Subventions gouvernementales

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

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

n) Estimations critiques

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

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 11, « Immobilisations corporelles à la juste valeur ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour en savoir plus, se reporter à la note 1 o) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

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

ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Énergie Brookfield des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou payerait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 4, « Gestion des risques et instruments financiers », pour de plus amples détails.

iii) Impôt différé

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

o) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables

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

i) Préparation des états financiers consolidés

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

ii) Transactions sous contrôle commun

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

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 f), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation ». L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut faire preuve de jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables à inclure dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

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

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

appliqué au coût tout inclus de construction de nouvelles installations éoliennes terrestres et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2023 en Amérique du Nord et en Europe. Cette année est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes installations alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale et de l'accroissement de la demande. Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles installations éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des installations hydroélectriques. Au Brésil, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout inclus de nouvelles installations.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations 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 d'un actif de concession, compte non tenu de la valeur du renouvellement éventuel.

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

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 i), « Instruments financiers ». En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net, et pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 k), « Impôts sur le résultat ». Pour l'application de cette méthode, il faut faire preuve de jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

p) Modifications futures de méthodes comptables

Le tableau suivant décrit brièvement les normes comptables publiées, mais non encore en vigueur. Aucune d'entre elles ne sera adoptée de façon anticipée par Énergie Brookfield.

Norme	Description	Date d'entrée en vigueur	Incidence sur les états financiers
<p>En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, <i>Instruments financiers</i> (« IFRS 9 »).</p>	<p>La norme reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et remplace l'IAS 39, <i>Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation</i>, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. Cette norme établit des principes en matière d'information financière à fournir à l'égard d'actifs financiers et de passifs financiers pour donner aux utilisateurs des états financiers des informations pertinentes et utiles aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs d'une entité.</p> <p>La nouvelle norme apporte plusieurs améliorations à l'IAS 39, tout particulièrement l'adoption d'une approche fondée sur les principes en matière de comptabilité de couverture. Bien qu'elle ne change pas le type de relation de couverture ni l'exigence selon laquelle l'inefficacité d'une couverture doit être évaluée, elle simplifie l'application de la comptabilité de couverture et devrait permettre une meilleure harmonisation des stratégies de gestion des risques et de la présentation comptable. Les autres modifications comprennent le remplacement des divers modèles de dépréciation des actifs financiers d'IAS 39 par un modèle unique axé sur les pertes de crédit attendues sur tous les actifs financiers, et le remplacement de la structure complexe de classement actuelle par un modèle économique fondé sur l'emploi et la nature des flux de trésorerie.</p>	<p>La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise.</p>	<p>L'adoption de l'IFRS 9 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield.</p> <p>À ce jour, la direction est en voie d'officialiser le plan de transition et a commencé à classer et à examiner les stratégies de couverture actuelles et les opérations de couverture qui ne remplissent pas les conditions requises pour la comptabilité de couverture, afin d'assurer la conformité à l'IFRS 9 et de relever de nouvelles occasions. La direction a également entrepris l'examen des politiques actuelles de gestion des risques et des contrôles internes afin de se conformer aux exigences de la comptabilité de couverture stipulées par la nouvelle norme. Les étapes suivantes consisteront à évaluer le classement des instruments financiers existants, le caractère approprié des systèmes informatiques existants et les nouvelles obligations d'information.</p> <p>La direction continue d'évaluer l'incidence de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.</p>

<p>Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, <i>Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</i> (« IFRS 15 »).</p>	<p>L'IFRS 15 définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus 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, <i>Produits des activités ordinaires</i>, et l'IAS 11, <i>Contrats de construction</i>, 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, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. L'IFRS 15 s'applique à presque tous les contrats avec des clients, sauf ceux couverts par une autre norme, comme les contrats de location, les instruments financiers et les contrats d'assurance.</p> <p>En avril 2016, l'IASB a apporté des modifications à l'IFRS 15, qui fournissent des lignes directrices supplémentaires relatives à l'identification des obligations de prestation, aux considérations à prendre en compte pour déterminer si une entité agit à titre de mandant ou de mandataire et aux produits tirés de contrats de licence. Les modifications offrent aussi un allègement transitoire supplémentaire à l'adoption initiale de l'IFRS 15 et entrent en vigueur à la même date que l'IFRS 15.</p>	<p>La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise.</p>	<p>L'adoption de l'IFRS 15 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield.</p> <p>Jusqu'à présent, la direction a participé à des séances de planification stratégique avec sa société-mère et a élaboré un plan d'adoption préliminaire. La direction a également relevé des sources de produits importantes qui doivent être évaluées, et procède actuellement au recueil, à l'identification et au recensement de renseignements détaillés sur les principaux contrats pouvant être touchés par les modifications à la date de transition. Les étapes suivantes consisteront à terminer l'analyse globale, à évaluer toute incidence possible sur les systèmes informatiques et les contrôles internes et à examiner les informations supplémentaires selon la norme.</p> <p>La direction continue d'évaluer l'incidence globale de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.</p>
--	---	--	---

<p>Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, <i>Contrats de location</i> (« IFRS 16 »).</p>	<p>L'IFRS 16 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, actualisée au taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie de biens sous-jacents, 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 le bien sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, <i>Contrats de location</i>, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer l'IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de l'IFRS 16 à la date de première application.</p>	<p>La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. L'adoption anticipée est permise.</p>	<p>La direction continue d'évaluer l'incidence de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce qu'elle soit significative.</p>
--	--	--	---

2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui, de l'avis de la direction, ont une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2016 :

	Pays de constitution, d'enregistrement ou d'activité	Pourcentage des droits de vote détenus ou contrôlés
Alta Wind VIII LLC ¹	Delaware	100
BIF II Safe Harbor Holdings LLC ¹	Delaware	100
BIF III Holtwood, LLC ¹	Delaware	100
Black Bear Hydro Partners, LLC ¹	Delaware	100
BRI Green Energy Limited ¹	République d'Irlande	100
Brookfield BRP Canada Corp.	Alberta	100
Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc.	Ontario	100
Brookfield Energia Comercializadora Ltda	Brésil	100
Brookfield Power US Holding America Co.	Delaware	100
Brookfield Power Wind Prince LP	Ontario	100
Brookfield Smoky Mountain Hydropower LLC ¹	Delaware	100
Brookfield White Pine Hydro LLC ¹	Delaware	100
Catalyst Old River Hydroelectric Limited Partnership ²	Louisiane	75
Erie Boulevard Hydropower, L.P.	Delaware	100
Granite Reliable Power, LLC ¹	Delaware	89,5
Great Lakes Hydro America, LLC	Delaware	100
Great Lakes Power Limited	Ontario	100
Hawks Nest Hydro LLC	Delaware	100
Isagen S.A. E.S.P. ¹	Colombie	99,6
Itiquira Energética S.A.	Brésil	100
Knockacummer Wind Farm Limited ¹	République d'Irlande	100
Kwagis Power Limited Partnership	Colombie-Britannique	75
Énergie La Lièvre s.e.c.	Québec	100
Fiducie Mississagi Power	Québec	100
Powell River Energy Inc.	Québec	100
PEA – Parque Eólico da Serra, Unipessola S.A. ¹	Portugal	100
Rumford Falls Hydro LLC	Delaware	100
Safe Harbor Water Power Corporation ¹	Pennsylvanie	100
Tangará Energia S.A. ¹	Brésil – São Paulo	100
Windstar Energy, LLC	Californie	100
2016 Comber Wind Limited Partnership	Ontario	100

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

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

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 annuels audités à la date de chacune des acquisitions respectives.

Portefeuille en Colombie

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

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

Le 13 mai 2016, le consortium a réalisé la première OPA obligatoire, dans le cadre de laquelle un total de 708 817 674 actions ordinaires (les « actions de la première OPA obligatoire ») ont été acquises par le consortium. Compte tenu de la première OPA obligatoire, le consortium détenait une participation d'environ 83,6 % dans Isagen. Les actions de la première OPA obligatoire ont été acquises par le consortium à un prix d'achat de 4 130 COP par action, pour une contrepartie totale de 2 927 milliards de COP (environ 929 millions \$).

Le 14 septembre 2016, le consortium a réalisé la deuxième OPA obligatoire, dans le cadre de laquelle un total de 436 998 461 actions ordinaires (les « actions de la deuxième OPA obligatoire ») ont été acquises par le consortium. Compte tenu de la deuxième OPA obligatoire, le consortium détenait une participation de 99,6 % dans Isagen. Les actions de la deuxième OPA obligatoire ont été acquises par le consortium à un prix d'achat de 4 130 COP par action, pour une contrepartie totale de 1 805 milliards de COP (environ 605 millions \$).

En octobre 2016, Énergie Brookfield a conclu le financement par syndication d'une tranche de son placement dans Isagen.

En janvier 2017, le consortium a lancé une offre publique d'achat qui, si elle donne les résultats escomptés, entraînera la radiation d'Isagen de la cote de la Bourse de Colombie. L'offre publique d'achat devrait expirer au cours du premier semestre de 2017.

Énergie Brookfield est le commandité et a le contrôle de l'entité par l'entremise de laquelle le consortium détient une participation de 99,6 % dans Isagen. Le placement d'Énergie Brookfield correspond à une participation d'environ 24 %.

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

(EN MILLIONS)	Placement initial ¹ de 57,6 %	OPA obligatoires ² de 42,0 %	Total ³ de 99,6 %
Emprunts sans recours	510 \$	240 \$	750 \$
Participations ne donnant pas le contrôle	1 244	850	2 094
Énergie Brookfield	225	450	675
	1 979 \$	1 540 \$	3 519 \$

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

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

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

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

En outre, le consortium a repris des emprunts dont le solde en capital s'élevait à 3 718 milliards de COP (1 104 millions \$). Les emprunts portaient intérêt à un taux variable, dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 11,44 %, et leur durée moyenne pondérée à courir était d'environ neuf ans à la date de l'acquisition initiale.

Les coûts d'acquisition totaux de 13 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé annuel audité de résultat, au poste « divers ».

Des renseignements additionnels sur le placement initial dans Isagen et les OPA obligatoires s'y rapportant peuvent être consultés en se reportant : 1) à la note 16, « Goodwill », pour une explication sur l'obligation de comptabilisation du goodwill et pour une estimation de la valeur; 2) à la note 12, « Dette à long terme et facilités de crédit », pour en savoir plus sur le financement de l'acquisition; et 3) à la note 13, « 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 été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à Isagen se seraient élevés à 900 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Portefeuille au Brésil

En janvier 2016, Énergie Brookfield 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 \$). Énergie Brookfield conserve une participation de 100 % dans ce portefeuille.

Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé annuel audité de résultat, au poste « divers ».

Portefeuille en Amérique du Nord

En avril 2016, Énergie Brookfield a acquis un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 296 MW en Pennsylvanie 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 Énergie Brookfield a conservé initialement une participation d'environ 33 % donnant le contrôle dans ce portefeuille. En septembre 2016, les investisseurs institutionnels ont accru leurs placements dans le portefeuille, ce qui a eu pour effet de réduire à environ 28,6 % la participation d'Énergie Brookfield.

La contrepartie en trésorerie a totalisé 859 millions \$. Les coûts d'acquisition de 6 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé annuel audité 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 46 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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

Projet de développement éolien en Europe

En septembre 2016, Énergie Brookfield a acquis un projet de développement éolien en Irlande d'une puissance de 19 MW. La contrepartie totale de 8 millions € (9 millions \$) comprenait un versement en trésorerie de 7 millions € (8 millions \$) et une contrepartie différée et des ajustements de fonds de roulement de 1 million € (1 million \$). L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Énergie Brookfield a conservé une participation d'environ 40 % donnant le contrôle dans cet actif. Les coûts d'acquisition totaux de moins de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés dans le compte consolidé annuel audité de résultat, au poste « divers ».

Répartition des prix d'acquisition

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

(EN MILLIONS)	Colombie	Brésil	Pennsylvanie	Irlande	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	113 \$	4 \$	- \$	- \$	117 \$
Créances clients et autres actifs courants	174	2	1	-	177
Immobilisations corporelles à la juste valeur	4 772	100	859	10	5 741
Autres actifs non courants	15	-	-	-	15
Passifs courants	(463)	(3)	(1)	-	(467)
Dette à long terme	(899)	-	-	-	(899)
Passifs d'impôt différé	(1 019)	-	-	(1)	(1 020)
Autres passifs non courants	(149)	-	-	-	(149)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 417)	-	-	-	(1 417)
Juste valeur des actifs nets acquis	1 127	103	859	9	2 098
Goodwill (note 16)	799	-	-	-	799
Prix d'acquisition	1 926 \$	103 \$	859 \$	9 \$	2 897 \$

La juste valeur estimée des actifs acquis et des passifs pris en charge dans le cadre des acquisitions en Pennsylvanie et en Irlande devrait être finalisée au cours des 12 mois suivant la date d'acquisition. Pour ce qui est des acquisitions en Colombie et au Brésil, la répartition des prix d'acquisition a été finalisée.

Réalisés en 2015

Portefeuille éolien en Europe

En février 2015, Énergie Brookfield a acquis deux installations éoliennes au Portugal (le « portefeuille éolien au Portugal ») d'une puissance totale de 123 MW dont la production annuelle devrait être de 260 GWh.

L'acquisition a été conclue avec des partenaires institutionnels, et Énergie Brookfield conserve une participation d'environ 40 % donnant le contrôle dans ce portefeuille. La contrepartie totale de 65 millions € (71 millions \$) comprenait 58 millions € (63 millions \$) en trésorerie versés à la clôture, déduction faite des ajustements après clôture, et une contrepartie différée.

Les produits se sont élevés à 28 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

En juin 2015, Énergie Brookfield a acquis un portefeuille de projets éoliens terrestres d'une puissance d'environ 1 200 MW en Écosse (« portefeuille de projets éoliens en Écosse »), y compris une combinaison de projets visés par contrat, de projets visés par des permis et de projets en démarrage. La contrepartie totale de 47 millions £ (72 millions \$) comprenait un versement initial en trésorerie de 40 millions £ (62 millions \$), une contrepartie éventuelle et des ajustements de fonds de roulement. Les coûts d'acquisition de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés. La contrepartie éventuelle a été comptabilisée à sa juste valeur de 6 millions £ (9 millions \$), ce qui représente la valeur actualisée d'une évaluation établie par pondération probabiliste de l'obligation d'Énergie Brookfield de verser jusqu'à 63 millions £ (97 millions \$) relativement au dénouement des projets de développement. La contrepartie éventuelle a été comptabilisée aux états consolidés de la situation financière, dans les autres passifs non courants.

Portefeuille au Brésil

En novembre 2014, Énergie Brookfield a conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille au Brésil d'une puissance de 488 MW de production hydroélectrique, éolienne et à partir de la biomasse (« portefeuille au Brésil »). Les acquisitions ont été réalisées auprès de partenaires institutionnels, et Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 %, comme suit :

- En mars 2015, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition d'un portefeuille de production d'énergie renouvelable en exploitation d'une puissance totale de 313 MW, dont 43 MW provenant de l'hydroélectricité, 150 MW de l'énergie éolienne et 120 MW de la biomasse, et comprenant un projet de développement à partir de la biomasse d'une puissance de production de 55 MW. L'acquisition comprenait des participations ne donnant pas le contrôle d'un montant de 41 R\$ (13 millions \$). La contrepartie totale de 1 678 millions R\$ (525 millions \$) comprenait une tranche en trésorerie de 1 546 millions R\$ (484 millions \$) et une contrepartie différée. En juin 2015, les participations ne donnant pas le contrôle restantes ont été acquises en contrepartie de 41 millions R\$ (13 millions \$).
- En mai 2015, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition d'une centrale hydroélectrique en exploitation d'une puissance de 120 MW. L'acquisition comprenait des participations ne donnant pas le contrôle d'un montant de 9 millions R\$ (3 millions \$). La contrepartie totale de 189 millions R\$ (63 millions \$) comprenait une tranche en trésorerie de 171 millions R\$ (57 millions \$) et une contrepartie différée de 18 millions R\$ (6 millions \$). En août 2015, les participations ne donnant pas le contrôle restantes ont été acquises en contrepartie de 9 millions R\$ (3 millions \$).

Les coûts d'acquisition totaux de 2 millions \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés.

Si l'acquisition avait été conclue au début de 2015, les produits liés à l'acquisition auraient été de 93 millions \$ (non audité) pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Conventions de vote

En mars 2015, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield (et leurs membres directeurs) liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II »), lesquelles sont des co-investisseurs avec une filiale d'Énergie Brookfield dans des entités au Brésil (les « FIP ») et détiennent les activités de production d'électricité du portefeuille au Brésil. En vertu de ces conventions de vote, les entités liées à BIF II ont convenu de conférer, entre autres, à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection du gestionnaire des FIP détenues conjointement.

Répartition des prix d'acquisition

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

(EN MILLIONS)	Brésil	Portugal	Écosse	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19 \$	- \$	- \$	19 \$
Liquidités soumises à restrictions	16	5	-	21
Créances clients et autres actifs courants	16	3	1	20
Immobilisations corporelles à la juste valeur	854	209	84	1 147
Passifs courants	(21)	(19)	(1)	(41)
Dette à long terme	(280)	(111)	-	(391)
Autres passifs non courants	-	(16)	(12)	(28)
Participations ne donnant pas le contrôle	(16)	-	-	(16)
Actifs nets acquis	588 \$	71 \$	72 \$	731 \$

Réalisés au cours de 2014

Portefeuille de production hydroélectrique dans l'État du Maine

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

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

Actifs de production d'énergie éolienne en Californie

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

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

Centrale hydroélectrique dans l'État de Pennsylvanie

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

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

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

Portefeuille éolien en Irlande

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

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

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

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

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015, la répartition définitive du prix des acquisitions survenues en 2015 et 2014 a été menée à terme. Aucun changement important à la répartition provisoire des prix d'acquisition présentée dans les états financiers consolidés audités de 2015 et 2014 n'a dû être apporté à l'égard des acquisitions survenues au cours de chacune de ces années.

4. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

GESTION DES RISQUES

Énergie Brookfield 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. Énergie Brookfield a recours principalement à des instruments financiers pour gérer ces risques.

L'analyse de sensibilité présentée ci-après rend compte des risques liés aux instruments qui, de l'avis d'Énergie Brookfield, sont sensibles aux fluctuations du marché et de la perte éventuelle pouvant découler de la sélection d'une ou de plusieurs variations hypothétiques. Par conséquent, l'information qui suit ne vise pas à décrire tous les risques que court Énergie Brookfield.

a) Risque de marché

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

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

i) Risque de prix de l'électricité

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

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net ¹			Incidence sur les autres éléments du résultat global ¹		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Augmentation de 5 %	(1) \$	(2) \$	(1) \$	(7) \$	(7) \$	(9) \$
Diminution de 5 %	1	2	1	7	7	9

¹⁾ Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

ii) Risque de change

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

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

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net ¹			Incidence sur les autres éléments du résultat global ¹		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Augmentation de 5 %	1 \$	2 \$	12 \$	51 \$	10 \$	19 \$
Diminution de 5 %	(1)	(2)	(12)	(51)	(10)	(19)

¹⁾ Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

iii) Risque de taux d'intérêt

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

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

Énergie Brookfield conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield, principalement sur les intérêts à payer sur la dette à taux variable d'Énergie Brookfield, laquelle se limite à certains emprunts de filiales, dont la valeur totale du capital s'élevait à 4 194 millions \$ (2 532 millions \$ en 2015). De ce montant en capital, une tranche de 966 millions \$ (1 040 millions \$ en 2015) a été couverte à l'aide de swaps de taux d'intérêt.

La juste valeur des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net ¹			Incidence sur les autres éléments du résultat global ¹		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Augmentation de 1 %	(17) \$	(15) \$	(13) \$	115 \$	125 \$	138 \$
Diminution de 1 %	17	15	13	(115)	(125)	(138)

¹⁾ Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

b) Risque de crédit

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

Énergie Brookfield réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité d'Énergie Brookfield sont examinées régulièrement et sont conclues presque exclusivement avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients d'Énergie Brookfield, se reporter à la note 21, « Créances clients et autres actifs courants ».

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	223 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	250	336
Créances clients et autres créances à court terme	365	185
Actifs liés à des instruments financiers	200	32
Montants à recevoir de parties liées	54	57
	1 092 \$	673 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque qu'Énergie Brookfield ne puisse pas combler des besoins de trésorerie ou s'acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield et par son accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la note 12, « Dette à long terme et facilités de crédit ». Énergie Brookfield veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité.

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

OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

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

AU 31 DÉCEMBRE 2016 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	467 \$	- \$	- \$	467 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	156	66	6	228
Montants à payer à des parties liées	76	-	-	76
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	4	11	16
Dette à long terme et facilités de crédit ¹	1 034	3 970	5 256	10 260
Intérêts à payer sur la dette à long terme ²	589	1 821	1 449	3 859
Total	2 323 \$	5 861 \$	6 722 \$	14 906 \$

AU 31 DÉCEMBRE 2015 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	284 \$	- \$	- \$	284 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	127	60	4	191
Montants à payer à des parties liées	64	-	-	64
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	2	9	12
Dette à long terme et facilités de crédit ¹	769	3 136	3 488	7 393
Intérêts à payer sur la dette à long terme ²	375	1 121	1 170	2 666
Total	1 620 \$	4 319 \$	4 671 \$	10 610 \$

¹⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

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

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

AU 31 DÉCEMBRE 2016 (EN MILLIONS)	Trésorerie, prêts et créances	Actifs/ passifs ¹	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Autres actifs et passifs financiers	Actifs non financiers et passifs non financiers	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	223 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions	121	-	-	-	-	121
Créances clients et autres débiteurs ²	365	-	-	-	-	365
Autres actifs courants	-	-	-	-	89	89
Montants à recevoir de parties liées ²	54	-	-	-	-	54
Actifs liés à des instruments financiers ³	-	14	50	136	-	200
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	206	206
Immobilisations corporelles à la juste valeur	-	-	-	-	25 257	25 257
Goodwill	-	-	-	-	896	896
Actifs d'impôt différé	-	-	-	-	150	150
Autres actifs non courants	129	-	-	-	47	176
Total de l'actif	892 \$	14 \$	50 \$	136 \$	26 645 \$	27 737 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs ²	- \$	- \$	- \$	467 \$	- \$	467 \$
Passifs liés à des instruments financiers ³	-	11	217	-	-	228
Montants à payer à des parties liées ²	-	-	-	76	-	76
Dettes à long terme et facilités de crédit ^{2, 3}	-	-	-	10 182	-	10 182
Passifs d'impôt différé	-	-	-	-	3 802	3 802
Autres passifs non courants	-	-	-	310	-	310
Total du passif	- \$	11 \$	217 \$	11 035 \$	3 802 \$	15 065 \$

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

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

³⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

AU 31 DÉCEMBRE 2015 (EN MILLIONS)	Trésorerie, prêts et créances	Actifs/ passifs ¹	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Autres actifs et passifs financiers	Actifs non financiers et passifs non financiers	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	63 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions	198	-	-	-	-	198
Créances clients et autres débiteurs ²	185	-	-	-	-	185
Autres actifs courants	-	-	-	-	71	71
Montants à recevoir de parties liées ²	57	-	-	-	-	57
Actifs liés à des instruments financiers ³	-	15	31	-	-	46
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	197	197
Immobilisations corporelles à la juste valeur	-	-	-	-	18 358	18 358
Actifs d'impôt différé	-	-	-	-	157	157
Autres actifs non courants	138	-	-	-	37	175
Total de l'actif	641 \$	15 \$	31 \$	- \$	18 820 \$	19 507 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs ²	- \$	- \$	- \$	284 \$	- \$	284 \$
Passifs liés à des instruments financiers ³	-	-	191	-	-	191
Montants à payer à des parties liées ²	-	-	-	64	-	64
Dettes à long terme et facilités de crédit ^{2, 3}	-	-	-	7 338	-	7 338
Passifs d'impôt différé	-	-	-	-	2 695	2 695
Autres passifs non courants	-	-	-	172	-	172
Total du passif	- \$	- \$	191 \$	7 858 \$	2 695 \$	10 744 \$

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

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

³⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

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 d'Énergie Brookfield évalués et présentés à la juste valeur et classés selon la hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	2016	2015
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	223 \$	- \$	- \$	223 \$	63 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	250	-	-	250	336
Actifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	8	-	8	31
Swaps de taux d'intérêt	-	7	-	7	-
Swaps de change	-	49	-	49	1
Placements disponibles à la vente	136	-	-	136	14
Immobilisations corporelles	-	-	25 257	25 257	18 358
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	(5)	-	(5)	(1)
Swaps de taux d'intérêt	-	(178)	-	(178)	(178)
Swaps de change	-	(45)	-	(45)	(12)
Contrepartie éventuelle ³	-	-	(16)	(16)	(32)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit ²	-	(10 870)	-	(10 870)	(7 892)
Total	609 \$	(11 034) \$	25 241 \$	14 816 \$	10 688 \$

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

²⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

³⁾ Comprennent les regroupements d'entreprises de 2015 et de 2014.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Information sur les instruments financiers

Le tableau suivant présente le montant total des positions nettes en instruments financiers d'Énergie Brookfield aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2016		2015	
	Actif	Passif	(Actif) passif net	(Actif) passif net
Contrats d'énergie dérivés	8 \$	5 \$	(3) \$	(30) \$
Swaps de taux d'intérêt	7	178	171	178
Swaps de change	49	45	(4)	11
Titres disponibles à la vente	136	-	(136)	(14)
Total	200	228	28	145
Moins : tranche courante	55	156	101	101
Tranche non courante	145 \$	72 \$	(73) \$	44 \$

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

(EN MILLIONS)	Notes	2016	2015	2014
Solde au début de l'exercice		145 \$	77 \$	56 \$
(Diminutions) augmentations de la position nette du passif au titre des instruments financiers :				
(Profit latent) perte latente par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés	a)	-	(2)	3
Perte latente (profit latent) par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés	a)	28	3	(37)
Perte latente (profit latent) par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt	b)	7	(2)	-
Perte latente par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt	b)	1	20	93
(Profit latent) perte latente par le biais du résultat net sur les swaps de change	c)	(3)	13	(13)
Perte latente (profit latent) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change	c)	61	(57)	(65)
Perte latente par le biais du résultat net sur les placements disponibles à la vente	d)	-	25	-
(Profit latent) par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements disponibles à la vente	d)	(52)	-	-
Acquisitions, règlements et autres		(159)	68	40
Solde à la fin de l'exercice		28 \$	145 \$	77 \$
Passifs liés à des instruments financiers non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	3 \$	- \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	2	-	-
Swaps de change	c)	6	-	-
Positions nettes		11 \$	- \$	- \$
Passifs liés à des instruments financiers désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	2 \$	1 \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	176	178	170
Swaps de change	c)	39	12	4
Positions nettes		217 \$	191 \$	174 \$
Actifs liés à des instruments financiers non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	(3) \$	- \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	(1)	-	-
Swaps de change	c)	(10)	(1)	(14)
Placements disponibles à la vente	d)	(136)	(14)	(31)
Positions nettes		(150) \$	(15) \$	(45) \$
Actifs liés à des instruments financiers désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	(5) \$	(31) \$	(31) \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	(6)	-	-
Swaps de change	c)	(39)	-	(21)
Positions nettes		(50) \$	(31) \$	(52) \$
Total des positions nettes		28 \$	145 \$	77 \$

a) Contrats d'énergie dérivés

Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield à un montant équivalant à leur juste valeur, laquelle est établie selon les prix du marché, ou, si aucun cours de marché n'est disponible, selon un modèle d'évaluation utilisant à la fois des éléments probants et des prévisions établis en interne et provenant de tierces parties.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, des profits de 48 millions \$ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global aux produits dans les comptes consolidés de résultat (32 millions \$ en 2015 et 4 millions \$ en 2014).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2016, des profits latents de 6 millions \$ (25 millions \$ en 2015 et 18 millions \$ en 2014) comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglés ou reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

b) Couvertures de taux d'intérêt

Énergie Brookfield a conclu des contrats de couverture 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 contrats de couverture de taux d'intérêt sont comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés.

Au 31 décembre 2016, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 2 397 millions \$ étaient en cours (2 002 millions \$ en 2015), y compris 871 millions \$ (néant en 2015) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture. Les taux fixes résultant de ces contrats varient de 0,82 % à 6,24 % (de 0,51 % à 5,88 % en 2015).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global à la charge d'intérêt – emprunts dans les comptes consolidés de résultat se sont traduites par des pertes de 16 millions \$ (néant en 2015 et pertes de 4 millions \$ en 2014).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2016, des pertes latentes de 110 millions \$ (114 millions \$ en 2015 et 95 millions \$ en 2014) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de taux d'intérêt devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

c) Swaps de change

Énergie Brookfield 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.

Au 31 décembre 2016, des contrats d'une valeur notionnelle totale de 1 325 millions \$ étaient en cours (442 millions \$ en 2015), y compris des valeurs notionnelles de 283 millions \$ (36 millions \$ en 2015) liées à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture.

Selon les prix du marché au 31 décembre 2016, des pertes latentes de 1 million \$ (pertes de 12 millions \$ en 2015 et profits de 26 millions \$ en 2014) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de change devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

d) Placements disponibles à la vente

Les actifs d'Énergie Brookfield disponibles à la vente consistent en des placements dans des titres cotés en Bourse.

Les titres disponibles à la vente sont comptabilisés à l'état de la situation financière à la juste valeur et font l'objet d'un test de dépréciation à chaque date de clôture. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les fluctuations nettes liées aux titres disponibles à la vente réalisées et classées des autres éléments du résultat global au résultat net ont été des profits de 9 millions \$ (néant en 2015 et en 2014).

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

Énergie Brookfield exploite des actifs de production d'énergie renouvelable, qui incluent des centrales hydroélectriques et des installations éoliennes en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil, et en Europe. Énergie Brookfield exploite aussi quatre 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) d'Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield. 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, le secteur « Colombie », qui comprend Isagen, et le secteur « Brésil », qui traite de nos activités dans ce pays, ont été ajoutés. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant.

Énergie Brookfield a ajusté les régions géographiques des secteurs hydroélectricité et énergie éolienne. Étant donné que les secteurs Canada et États-Unis représentent une proportion plus faible du portefeuille mondial, ils ont été regroupés sous un seul secteur, soit le secteur Amérique du Nord afin de refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de l'entreprise, gère les activités et affecte les ressources.

Conformément à l'IFRS 8, *Secteurs opérationnels*, Énergie Brookfield 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 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables ». Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield 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 et l'impôt exigible, et sont ajustés pour tenir compte de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle et des distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées.

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

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

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil			
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :									
Produits ²	1 002 \$	819 \$	212 \$	202 \$	136 \$	35 \$	45 \$	1 \$	2 452 \$
BAIIA ajusté	677	385	157	151	81	31	20	(15)	1 487
Charge d'intérêts – emprunts	(229)	(153)	(34)	(53)	(29)	(14)	(3)	(91)	(606)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(73)	(162)	(16)	(24)	(34)	(9)	2	(25)	(341)
Fonds provenant des activités	370	46	97	74	18	6	16	(208)	419
Amortissement des immobilisations corporelles	(306)	(118)	(141)	(103)	(84)	(12)	(17)	-	(781)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :									
Produits ²	1 003 \$	- \$	225 \$	206 \$	138 \$	22 \$	34 \$	- \$	1 628 \$
BAIIA ajusté	708	-	188	162	103	21	14	(19)	1 177
Charge d'intérêts – emprunts	(222)	-	(24)	(63)	(29)	(9)	(2)	(80)	(429)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(90)	-	(17)	(23)	(43)	(6)	(5)	(30)	(214)
Fonds provenant des activités	390	-	136	76	32	5	6	(178)	467
Amortissement des immobilisations corporelles	(282)	-	(125)	(111)	(80)	(9)	(9)	-	(616)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :									
Produits ²	1 113 \$	- \$	265 \$	252 \$	45 \$	- \$	29 \$	- \$	1 704 \$
BAIIA ajusté	808	-	198	191	29	-	11	(21)	1 216
Charge d'intérêts – emprunts	(223)	-	(19)	(77)	(9)	-	-	(87)	(415)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	(85)	-	(13)	(34)	(13)	-	-	(38)	(183)
Fonds provenant des activités	499	-	149	80	18	-	11	(197)	560
Amortissement des immobilisations corporelles	241	-	(143)	(135)	(25)	-	(4)	-	(548)

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

²⁾ Les produits d'Amérique du Nord se sont élevés à respectivement 786 millions \$ et 418 millions \$ aux États-Unis et au Canada (799 millions \$ et 410 millions \$ en 2015 et 848 millions \$ et 517 millions \$ en 2014).

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 et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, tels qu'ils sont présentés dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie, pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Notes	2016	2015	2014
Résultat net		40 \$	103 \$	203 \$
Coûts de service de gestion		62	48	51
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	9	10	23
Perte latente sur les instruments financiers	4	4	9	(10)
Amortissement des immobilisations corporelles		781	616	548
Divers	8	38	63	(3)
Recouvrement d'impôt				
Exigible	10	44	18	18
Différé	10	(97)	(78)	(29)
Charge d'intérêts – emprunts	12	606	429	415
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ¹		-	(41)	-
BAIIA ajusté		1 487 \$	1 177 \$	1 216 \$
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		632 \$	588 \$	700 \$
Variation nette des soldes du fonds de roulement		137	62	20
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		(11)	18	10
Autres charges		14	1	6
Profit réalisé à la cession ¹		-	53	-
Ajustement fixe au titre des résultats		-	-	11
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	(6)	(19)	(30)
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	18	9	20	26
Distributions aux commanditaires privilégiés	14	(15)	(1)	-
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		(341)	(255)	(183)
Fonds provenant des activités		419 \$	467 \$	560 \$

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

Le tableau suivant présente de l'information relative à certains éléments de l'état de la situation financière d'Énergie Brookfield par secteur :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Divers ¹	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil			
Au 31 décembre 2016 :									
Immobilisations corporelles à la juste valeur ²	14 058 \$	5 275 \$	2 236 \$	1 726 \$	1 253 \$	334 \$	375 \$	- \$	25 257 \$
Total de l'actif	14 585	6 539	2 473	1 821	1 356	367	414	182	27 737
Total des emprunts	3 975	1 924	260	1 006	627	120	41	2 229	10 182
Total du passif	6 530	3 396	449	1 280	815	123	54	2 418	15 065
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	971	4 812	217	7	73	1	18	-	6 099
Au 31 décembre 2015 :									
Immobilisations corporelles à la juste valeur ²	13 119 \$	- \$	1 728 \$	1 787 \$	1 201 \$	245 \$	278 \$	- \$	18 358 \$
Total de l'actif	13 740	-	1 954	1 895	1 312	267	315	24	19 507
Total des emprunts	3 675	-	207	963	618	105	34	1 736	7 338
Total du passif	6 226	-	311	1 284	838	108	76	1 901	10 744
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :									
Nouvelles immobilisations corporelles	117	-	373	10	347	318	284	-	1 449

Le tableau suivant présente de l'information relative aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Divers	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil			
Au 31 décembre 2016	172 \$	- \$	29 \$	- \$	5 \$	- \$	- \$	- \$	206 \$
Au 31 décembre 2015	166 \$	- \$	24 \$	- \$	7 \$	- \$	- \$	- \$	197 \$

¹⁾ Comprend la cogénération et la biomasse.

²⁾ Les immobilisations corporelles d'Amérique du Nord ont totalisé respectivement 10 013 millions \$ et 5 771 millions \$ aux États-Unis et au Canada (9 134 millions \$ et 5 772 millions \$ en 2015).

6. AUTRES PRODUITS

Les autres produits d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Produits d'intérêts et divers	41 \$	21 \$	10 \$
Profits réalisés au règlement de contrats de change	23	31	-
Profit réalisé à la cession ¹	-	53	-
Indemnité liée aux accords de concession venus à échéance au Brésil ²	-	17	-
	64 \$	122 \$	10 \$

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

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

7. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

Les coûts d'exploitation directs d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	Notes	2016	2015	2014
Activités, entretien et administration		553 \$	396 \$	353 \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres		149	119	130
Achat de combustible et d'électricité ¹		313	15	20
Frais de commercialisation de l'énergie	26	23	22	21
		1 038 \$	552 \$	524 \$

¹⁾ L'augmentation de l'achat de combustible et d'électricité est principalement attribuable à notre portefeuille en Colombie.

8. DIVERS

Le poste Divers d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre se composait de ce qui suit :

(EN MILLIONS)	Notes	2016	2015	2014
Coûts de transaction	3	(22) \$	(6) \$	(17) \$
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles		(10)	(38)	9
Perte latente sur les titres disponibles à la vente		-	(25)	-
Divers		(6)	6	11
		(38) \$	(63) \$	3 \$

9. ÉCART DE CONVERSION

L'écart de conversion d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre présenté dans les états consolidés du résultat global s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	Notes	2016	2015	2014
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11	1 186 \$	(1 975) \$	(910) \$
Dette à long terme et facilités de crédit		(244)	697	352
Passifs d'impôt différé et actifs d'impôt différé		(157)	202	112
Autres actifs et passifs		201	(62)	(21)
		986 \$	(1 138) \$	(467) \$

10. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Recouvrement d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée	(44) \$	(18) \$	(18) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise de différences temporaires	71 \$	87 \$	30 \$
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	35	6	15
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales	(9)	(15)	(16)
	97 \$	78 \$	29 \$
Total du recouvrement d'impôt	53 \$	60 \$	11 \$

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	2 \$	8 \$	12 \$
Divers	(7)	(17)	(8)
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires	(55)	(263)	(408)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	19	(19)	38
	(41) \$	(291) \$	(366) \$

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
(Charge) recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi ¹	5 \$	(15) \$	(66) \$
(Diminution) augmentation découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés	(9)	(15)	(16)
Écarts liés à la méthode du profit présumé au Brésil	(11)	10	8
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur	54	68	65
Revenu ou pertes comptabilisés comme non imposables pour Énergie Brookfield	14	14	11
Divers	-	(2)	9
Recouvrement d'impôt au taux effectif	53 \$	60 \$	11 \$

¹⁾ La charge d'impôt au taux prévu par la loi est calculée au taux d'imposition applicable au résultat dans les pays concernés.

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à un taux de 384,03 % (taux négatif de 139,53 % en 2015). Le taux d'imposition effectif est supérieur au taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux, des changements législatifs au cours de l'exercice visant les taux d'imposition et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
2022 et par la suite	98 \$	77 \$

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

(EN MILLIONS)	Pertes autres qu'en capital	Montants disponibles aux fins de déductions futures	Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(Passifs) actifs nets d'impôt différé
Au 1 ^{er} janvier 2014	341 \$	110 \$	(2 599) \$	(2 148) \$
Comptabilisés en résultat net	46	(12)	(5)	29
Comptabilisés dans les capitaux propres	15	-	(366)	(351)
Regroupements d'entreprises	10	-	(130)	(120)
Écarts de conversion	(9)	(10)	114	95
Au 31 décembre 2014	403	88	(2 986)	(2 495)
Comptabilisés en résultat net	73	(11)	16	78
Comptabilisés dans les capitaux propres	(1)	-	(279)	(280)
Regroupements d'entreprises	5	-	(35)	(30)
Écarts de conversion	(22)	(12)	223	189
Au 31 décembre 2015	458	65	(3 061)	(2 538)
Comptabilisés en résultat net	24	(10)	83	97
Comptabilisés dans les capitaux propres	17	-	(48)	(31)
Regroupements d'entreprises	-	-	(1 020)	(1 020)
Écarts de conversion	-	1	(161)	(160)
Au 31 décembre 2016	499 \$	56 \$	(4 207) \$	(3 652) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 2 948 millions \$ (2 924 millions \$ en 2015) découlant de réévaluations d'immobilisations corporelles comptabilisées dans les capitaux propres.

La différence temporaire imposable attribuable à la participation d'Énergie Brookfield dans ses filiales, succursales, entreprises associées et coentreprises s'élève à 1 380 millions \$ (1 248 millions \$ en 2015).

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Notes	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Divers ¹	Total ²
Au 31 décembre 2013		13 199 \$	2 496 \$	46 \$	15 741 \$
Ajouts		135	79	-	214
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	1 341	1 075	-	2 416
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur		1 587	57	-	1 644
Écarts de conversion		(679)	(229)	(2)	(910)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur		11	(3)	1	9
Amortissements		(384)	(160)	(4)	(548)
Au 31 décembre 2014		15 210 \$	3 315 \$	41 \$	18 566 \$
Ajouts		183	51	55	289
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	307	624	229	1 160
Cession		-	(230)	-	(230)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur		1 141	52	16	1 209
Écarts de conversion		(1 585)	(336)	(54)	(1 975)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur		(2)	(43)	-	(45)
Amortissements		(407)	(200)	(9)	(616)
Au 31 décembre 2015		14 847 \$	3 233 \$	278 \$	18 358 \$
Ajouts ³	3	269	71	18	358
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	5 731	10	-	5 741
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur		190	187	54	431
Écarts de conversion		1 114	21	51	1 186
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur		(17)	(10)	(9)	(36)
Amortissements		(565)	(199)	(17)	(781)
Au 31 décembre 2016		21 569 \$	3 313 \$	375 \$	25 257 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération.

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 14 millions \$ (13 millions \$ en 2015 et 23 millions \$ en 2014) et les immobilisations en cours de 663 millions \$ (405 millions \$ en 2015 et 210 millions \$ en 2014).

³⁾ Comprennent un montant de 13 millions \$ lié à la finalisation de la répartition du prix d'acquisition du portefeuille de projets éoliens en Écosse. Se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprise ».

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est calculée comme il est décrit à la note 1 f), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » et à la note 1 n), « Estimations critiques ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Se reporter à la note 1 o) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ». Énergie Brookfield a classé ses immobilisations corporelles dans le niveau 3 selon la hiérarchie des justes valeurs.

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

	Amérique du Nord		Brésil		Europe	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Taux d'actualisation						
Visés par contrat	4,8 % - 5,5 %	4,7 % - 5,4 %	9,2 %	9,2 %	4,1 % - 5,0 %	5,0 %
Non visés par contrat	6,6 % - 7,2 %	6,4 % - 7,1 %	10,5 %	10,5 %	5,9 % - 6,8 %	6,8 %
Taux de capitalisation final ¹	6,3 % - 6,9 %	6,3 % - 6,9 %	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Date de sortie	2036	2035	2031	2033	2031	2031

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

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

(EN MILLIONS)	2016			
	Amérique du Nord	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(670) \$	(50) \$	(20) \$	(740) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	730	50	20	800
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'électricité	540	70	20	630
Diminution de 5 % des prix futurs de l'électricité	(540)	(70)	(20)	(630)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final ¹	(180)	-	-	(180)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final ¹	190	-	-	190

(EN MILLIONS)	2015			
	Amérique du Nord	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(670) \$	(30) \$	(20) \$	(720) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	730	30	20	780
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'électricité	510	50	10	570
Diminution de 5 % des prix futurs de l'électricité	(510)	(50)	(10)	(570)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final ¹	(180)	-	-	(180)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final ¹	190	-	-	190

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

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis et au Canada. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte non tenu de la valeur du renouvellement éventuel. La durée résiduelle moyenne pondérée de l'autorisation ou de la durée d'utilité de l'actif de concession au 31 décembre 2016 était de 15 ans (18 ans en 2015). 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 1 500 millions \$.

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

	Amérique du Nord	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	63 %	65 %	85 %
De 11 ans à 20 ans	46 %	58 %	34 %

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

Par MWh ¹	Amérique du Nord	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	82 \$	270 R\$	90 €
De 11 ans à 20 ans	89	387	109

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

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

Par MWh ¹	Amérique du Nord	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	73 \$	289 R\$	84 €
De 11 ans à 20 ans	124	454	101

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

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2023. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 130 millions \$ (60 millions \$ en 2015).

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
Hydroélectricité	12 761 \$	6 313 \$
Énergie éolienne	2 688	2 780
Divers ¹	319	262
	15 768 \$	9 355 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération.

12. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016				2015			
	Moyenne pondérée		Valeur comptable	Juste valeur estimée	Moyenne pondérée		Valeur comptable	Juste valeur estimée
Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	Taux d'intérêt (%)			Durée (ans)			
Emprunts de la société-mère								
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	1,8	149 \$	158 \$	5,3	2,8	145 \$	156 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	19,9	111	132	5,8	20,9	108	121
Série 6 (300 \$ CA)	-	-	-	-	6,1	0,9	217	225
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	3,8	334	368	5,1	4,8	325	361
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	5,1	298	331	4,8	6,1	289	321
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	8,4	298	308	3,8	9,4	289	290
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	10,0	372	380	-	-	-	-
	4,5	7,4	1 562 \$	1 677 \$	5,0	6,5	1 373 \$	1 474 \$
Facilités de crédit	1,9	4,5	673 \$	673 \$	1,4	4,5	368 \$	368 \$
Emprunts des filiales								
Amérique du Nord	5,3	9,3	5 025	5 445	5,4	8,9	4 674	5 026
Colombie	9,3	6,9	1 937	1 958	-	-	-	-
Europe	3,7	11,1	641	695	3,9	11,0	631	678
Brésil	10,4	11,8	422	422	10,1	11,9	347	346
	6,4	9,0	8 025 \$	8 520 \$	5,5	9,3	5 652 \$	6 050 \$
Total de la dette			10 260	10 870			7 393	7 892
Ajouter : primes non amorties ¹			2				4	
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(80)				(59)	
Déduire : tranche courante			(1 034)				(770)	
			9 148 \$				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.

Le tableau suivant présente les variations des emprunts d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Flux de trésorerie liés aux activités de financement		Sans effet de trésorerie			31 déc.
	1 ^{er} janv.		Acquisitions	Cessions	Divers ¹	
2016	7 338 \$	1 502 \$	1 104 \$	- \$	238 \$	10 182 \$
2015	7 678 \$	89 \$	391 \$	(136) \$	(684) \$	7 338 \$

¹⁾ Comprend le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

Les remboursements futurs des obligations liées à la dette d'Énergie Brookfield, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Emprunts de la société-mère et facilités de crédit	- \$	349 \$	- \$	345 \$	462 \$	1 079 \$	2 235 \$
Emprunts des filiales							
Amérique du Nord	863	114	181	829	91	2 947	5 025
Colombie	80	92	277	95	741	652	1 937
Europe	54	46	49	55	58	379	641
Brésil	37	48	49	46	43	199	422
	1 034 \$	649 \$	556 \$	1 370 \$	1 395 \$	5 256 \$	10 260 \$
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties							(78)
							10 182 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 \$	6 \$	5 \$	6 \$	6 \$	409 \$	433 \$
							10 615 \$

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Emprunts de la société-mère			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	5 \$	5 \$	6 \$
Autres coûts de financement	2	1	-
Amortissement des coûts de financement	(1)	(1)	(1)
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	6 \$	5 \$	5 \$
Emprunts des filiales			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	54 \$	66 \$	46 \$
Autres coûts de financement	41	7	39
Amortissement des coûts de financement	(17)	(15)	(13)
Écart de conversion et autres	(4)	(4)	(6)
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	74 \$	54 \$	66 \$
Total	80 \$	59 \$	71 \$

Emprunts de la société-mère

Les emprunts de la société-mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Partners ULC (« Finco ») (se reporter à la note 29, « 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-mère sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par Finco sont garantis sans condition par Énergie Brookfield, BRELP et certaines autres filiales.

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

Énergie Brookfield a remboursé 300 millions \$ CA (223 millions \$) de billets à moyen terme à leur échéance en novembre 2016.

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. Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts des filiales au Brésil sont généralement assortis de taux variables du taux du Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le taux d'intérêt à long terme de la Banque Nationale de développement économique du Brésil, ou au taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts des filiales en Colombie sont généralement assortis de taux variables du taux de l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de la Banque centrale de Colombie, ou de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Banque centrale de Colombie, majoré d'une marge.

En janvier 2016, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels ont obtenu 750 millions \$ en financement sans recours garanti dans le cadre de l'acquisition des actions d'Isagen. Les emprunts sans recours de 750 millions \$ comprennent des emprunts à terme libellés en dollars américains et en COP et une facilité de crédit renouvelable libellée en dollars américains. Les emprunts libellés en dollars américains portent intérêt au TIOL majoré d'une marge de 2,50 % et les prêts libellés en COP, au taux de l'IBR majoré de 3,90 %. Tous les emprunts à terme viennent à échéance en janvier 2021, tandis que la facilité de crédit vient à échéance en juillet 2019 (mais comporte une clause permettant de reporter l'échéance). En outre, Isagen avait des emprunts de société-mère dont le solde en capital s'élevait à 3 718 milliards de COP (1 104 millions \$). Les emprunts portaient intérêt à un taux variable, dont le taux d'intérêt moyen pondéré était de 11,44 %, et leur durée moyenne pondérée à courir était d'environ neuf ans à la date de l'acquisition initiale. Se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprises ».

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En novembre 2016, Énergie Brookfield a refinancé une dette de 18 millions \$ associée à une centrale hydroélectrique de 15 MW en Nouvelle-Angleterre. La dette porte intérêt au TIOL américain, majoré d'une marge de 3,25 %, et vient à échéance en novembre 2019.

En décembre 2016, Énergie Brookfield a conclu un refinancement associé à une centrale hydroélectrique de 417 MW en Pennsylvanie en émettant des billets à 4,61 % d'un montant en capital de 500 millions \$. Les billets viennent à échéance en décembre 2026.

Facilités de crédit

En juin 2016, Énergie Brookfield 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; vi) de lettres de crédit. Se reporter à la note 25, « 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 d'Énergie Brookfield. 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 \$ qui vient à échéance en décembre 2017. Le taux d'intérêt applicable à l'emprunt de 200 millions \$ effectué en 2016 correspond au TIOL, majoré de 0,8 %. Se reporter à la note 26, « Transactions entre parties liées ».

Pour répondre aux fins générales de l'entreprise, Énergie Brookfield et ses filiales émettent des lettres de crédit aux termes de certaines de leurs facilités de crédit, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve du service de la dette.

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
Facilités de crédit autorisées	1 890 \$	1 760 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit	(673)	(368)
Lettres de crédit émises	(250)	(218)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	967 \$	1 174 \$

13. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	5 589 \$	2 587 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	55	52
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 680	2 559
Actions privilégiées	576	610
	8 900 \$	5 808 \$

Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infrastructure Fund III	The Catalyst Group	Brookfield Energia Renouvel	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2013	891 \$	207 \$	- \$	116 \$	46 \$	- \$	- \$	43 \$	1 303 \$
Résultat net	14	22	-	14	-	-	-	1	51
Autres éléments du résultat global	54	187	-	8	-	-	-	10	259
Apports en capital	-	610	-	-	-	-	-	-	610
Distributions	(45)	(89)	-	(12)	(3)	-	-	-	(149)
Divers	-	-	-	-	(11)	-	-	(1)	(12)
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	-	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	(18)	(16)	15	16	-	47	19	2	65
Autres éléments du résultat global	46	228	-	2	6	148	205	-	635
Apports en capital	-	74	1 074	-	-	1 473	-	-	2 621
Acquisition	-	-	-	-	-	-	1 417	-	1 417
Distributions	(23)	(73)	(7)	(12)	(2)	-	-	(2)	(119)
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	3	-	-	7	(1 627)	-	(1 617)
Au 31 décembre 2016	963 \$	1 654 \$	1 085 \$	127 \$	26 \$	1 675 \$	14 \$	45 \$	5 589 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	23-71 %	25 %	24-30 %	53 %	0,4 %	21-50 %	

Conformément à l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, Énergie Brookfield 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 en sus de sa participation majoritaire initiale de 57,6 %. Ainsi, la participation de 42,0 % dans Isagen acquise dans le cadre des OPA obligatoires est présentée à la juste valeur à la date de l'acquisition et, au moment de son acquisition, a été comptabilisée comme l'acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle. La participation restante de 0,4 % dans Isagen qui n'était pas détenue par Énergie Brookfield et ses co-investisseurs au 31 décembre 2016 demeure une participation ne donnant pas le contrôle. Se reporter à la note 3, « Regroupements d'entreprises ».

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux filiales en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle qui ont de l'importance pour Énergie Brookfield.

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infrastructure Fund III ¹	The Catalyst Group	Isagen ²	Divers	Total
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	71 %	25 %	76 %	21-50 %	
Établissement	États-Unis Brésil	États-Unis Brésil Europe	États-Unis	États-Unis	Colombie	États-Unis Brésil Canada	
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :							
Produits	164 \$	211 \$	- \$	162 \$	- \$	31 \$	568 \$
Résultat net	18	46	-	56	-	3	123
Total du résultat global	85	422	-	87	-	45	639
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	14	22	-	14	-	1	51
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :							
Produits	136 \$	402 \$	- \$	160 \$	- \$	30 \$	728 \$
Résultat net	34	49	-	56	-	8	147
Total du résultat global	144	247	-	8	-	(51)	348
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	26	27	-	14	-	2	69
Au 31 décembre 2015 :							
Immobilisations corporelles à la juste valeur	1 786 \$	4 417 \$	- \$	981 \$	- \$	398 \$	7 582 \$
Total de l'actif	1 840	4 770	-	1 096	-	409	8 115
Total des emprunts	563	1 870	-	496	-	44	2 973
Total du passif	628	2 236	-	512	-	61	3 437
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	958 \$	1 441 \$	- \$	121 \$	- \$	67 \$	2 587 \$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :							
Produits	118 \$	394 \$	28 \$	164 \$	819 \$	27 \$	1 550 \$
Résultat net	(22)	(23)	(8)	62	110	5	124
Total du résultat global	37	356	(8)	70	502	31	988
Au 31 décembre 2016 :							
Immobilisations corporelles à la juste valeur	1 807 \$	4 816 \$	848 \$	970 \$	5 275 \$	417 \$	14 133 \$
Total de l'actif	1 865	5 125	855	1 072	6 539	428	15 884
Total des emprunts	571	1 881	313	450	1 924	41	5 180
Total du passif	631	2 235	319	466	3 396	60	7 107

¹⁾ Compte non tenu de l'information liée à Isagen, qui est présentée séparément.

²⁾ L'information financière résumée relative à Isagen a été présentée comme un seul montant. Les participations détenues par des tiers dans Isagen totalisaient 75,9 % au 31 décembre 2016 et étaient composées à 22,9 % de Brookfield Infrastructure Fund III, à 52,6 % des investisseurs institutionnels d'Isagen et à 0,4 % de participations ne donnant pas le contrôle détenues par des actionnaires publics.

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 d'Énergie Brookfield et qu'Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	5 \$	4 \$
Distributions incitatives	19	8
	24 \$	12 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net		
dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	232 \$	217 \$
	256 \$	229 \$

Le tableau suivant résume certaines informations financières relatives aux *participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield* :

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	2 452 \$	1 628 \$	1 704 \$
Résultat net	40	103	203
Résultat global	1 369	5	1 071
Résultat net attribuable aux éléments suivants ¹ :			
Participations de commandité	-	-	1
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	(29)	1	55
Aux 31 décembre :			
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 257 \$	18 358 \$	
Total de l'actif	27 737	19 507	
Total des emprunts	10 182	7 338	
Total du passif	15 065	10 744	
Valeur comptable des éléments suivants ² :			
Participation de commandité	55	52	
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	2 680	2 559	

¹) Réparti en fonction du nombre moyen pondéré de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 156,4 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 143,3 millions en 2015 et respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 138,8 millions en 2014).

²) Répartie en fonction de la participation de commandité, du nombre de parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite en circulation de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 166,8 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 143,2 millions en 2015).

Actions privilégiées

Aux 31 décembre, les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprenaient les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre			
				2016	2015	2016	2015
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	3 \$	6 \$	101 \$	98 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹	4,51	3,15	30 avril 2020	3	2	84	81
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	8	8	185	179
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	4	7	76	126
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	7	7	130	126
	31,03			25 \$	30 \$	576 \$	610 \$

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

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2016, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

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, si des dividendes sont déclarés, sera versé au taux annuel de 3,355 % (0,2096875 \$ CA par action par trimestre). Les porteurs d'actions privilégiées de série 2 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 2,620 %. Le dividende trimestriel pour la période du 1^{er} novembre 2016 au 31 janvier 2017 a été versé au taux annuel de 3,153 % (0,198683 \$ CA par action) le 31 janvier 2017.

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 série 3 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs actions en actions privilégiées de catégorie A, 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.

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

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

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

En novembre 2015, Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield 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.

14. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield 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 exercices clos les 31 décembre			
				2016	2015	2016	2015
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	3 \$	- \$	49 \$	- \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	7	1	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	5	-	147	-
	17,89			15 \$	1 \$	324 \$	128 \$

Tel qu'il est mentionné à la note 13, « 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 d'Énergie Brookfield.

Les porteurs des parts de société en commandite privilégiées de série 7 ont le droit de recevoir des distributions trimestrielles cumulatives fixes. Le taux de distribution sera fixé de nouveau le 31 janvier 2021 et tous les cinq ans par la suite.

Le 25 mai 2016, Énergie Brookfield 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 \$). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction de 7 millions \$ CA (5 millions \$), et a affecté le produit net de 193 millions \$ CA (147 millions \$) au remboursement de l'encours de la dette et aux fins générales de l'entreprise. Les porteurs de parts privilégiées de série 9 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 31 juillet 2021. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté tous les cinq ans à un taux correspondant i) au rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans, majoré de 5,01 % ou ii) à 5,75 %, si ce taux est supérieur.

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

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 31 décembre 2016, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

15. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 31 décembre 2016, un total de 166 839 324 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 Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, 298 946 parts de société en commandite (171 605 en 2015) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 31 décembre 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 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral.

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

En décembre 2016, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 8,3 millions de ses parts de société

en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à échéance le 28 décembre 2017, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date.

Émission de parts de société en commandite

Le 10 juin 2016, Énergie Brookfield a réalisé un placement, par voie de prise ferme, de 10 655 000 parts de société en commandite sans droit de vote d'Énergie Brookfield (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 800 millions \$ CA (626 millions \$). Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield.

L'excédent du prix reçu pour les parts de société en commandite additionnelles de BRELP acquises par Énergie Brookfield sur leur valeur comptable a entraîné des ajustements au titre de la *Participation de commandité dans une filiale société 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 d'Énergie Brookfield, sauf lorsque la trésorerie disponible est insuffisante, que le versement de distributions rendrait Énergie Brookfield incapable de s'acquitter de ses dettes à leur échéance ou que le versement de distributions rendrait Énergie Brookfield incapable de satisfaire à des obligations éventuelles futures.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, Énergie Brookfield a déclaré des distributions de 281 millions \$ sur ses parts de société en commandite, soit 1,78 \$ par part de société en commandite (239 millions \$ ou 1,66 \$ par part de société en commandite en 2015).

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
Brookfield	83 \$	67 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	198	172
	281 \$	239 \$

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

16. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	
Au 31 décembre 2015		- \$
Acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises	3	799
Écart de conversion		97
Au 31 décembre 2016		896 \$

La répartition du prix d'acquisition pour l'acquisition d'Isagen (note 3, « Regroupements d'entreprises ») comprend un passif d'impôt différé de 1 019 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, ce passif d'impôt différé est calculé conformément à l'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 serait inférieure à sa valeur nominale, et Énergie Brookfield a établi qu'un goodwill de 799 millions \$ est attribuable à cette différence.

17. GESTION DU CAPITAL

Les principaux objectifs d'Énergie Brookfield par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital d'Énergie Brookfield est surveillé au moyen du ratio d'endettement, qui représente le total de la dette et les passifs d'impôt différé, diminué des actifs d'impôt différé, et les capitaux propres. Au 31 décembre 2016, le ratio s'établissait à 38 % (39 % en 2015).

Énergie Brookfield a consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de ses prêteurs en ce qui a trait aux emprunts de la société en commandite et à ses facilités de crédit. Aux termes des clauses restrictives, Énergie Brookfield doit respecter des ratios d'endettement minimaux. Les filiales d'Énergie Brookfield ont consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de leurs prêteurs en ce qui a trait à leurs emprunts grevant des immobilisations corporelles précises. Ces clauses restrictives varient d'une convention de crédit à l'autre et comprennent des ratios de couverture du service de la dette. Certains prêteurs ont également imposé des exigences qui obligent Énergie Brookfield et ses filiales à maintenir des comptes de réserve relativement à la dette et aux dépenses d'investissement. Dans l'éventualité où les filiales ne respecteraient pas les clauses restrictives, les conséquences pourraient notamment se traduire par une limitation des distributions versées par les filiales à Énergie Brookfield ainsi que le remboursement de l'encours de la dette. Énergie Brookfield est tributaire des distributions versées par ses filiales pour assurer le service de sa dette.

Les clauses restrictives financières rattachées aux diverses ententes bancaires et accords de crédit d'Énergie Brookfield sont passées en revue régulièrement, et des contrôles sont en vigueur pour en assurer le respect. Pour les exercices clos les 31 décembre 2016, 2015 et 2014, Énergie Brookfield a respecté toutes les clauses restrictives financières importantes.

La stratégie d'Énergie Brookfield au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, qui était la même qu'au cours de l'exercice 2015, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Total de la dette		
Tranche courante de la dette à long terme	1 034 \$	770 \$
Dette à long terme et facilités de crédit	9 148	6 568
	10 182	7 338
Passifs d'impôt différé, montant net ¹	3 652	2 538
Capitaux propres	12 672	8 763
Total de la structure du capital	26 506	18 639
Ratio d'endettement	38 %	39 %

¹⁾ Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.

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

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

(EN MILLIONS)	Établissement principal	Participation (%)	Valeur comptable	
			2016	2015
Bear Swamp Power Co. L.L.C.	États-Unis	50	114 \$	106 \$
Galera Centrais Eletricas S.A.	Brésil	50	29	24
Pingston Power Inc.	Canada	50	58	60
Brookfield Infrastructure Fund II Investees	États-Unis,	14-50	5	7
	Europe			
			206 \$	197 \$

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Solde au début de l'exercice	197 \$	273 \$	290 \$
Quote-part du résultat net	-	10	3
Réévaluation comptabilisée par le biais des autres éléments du résultat global	7	96	56
Dividendes déclarés	(6)	(19)	(27)
Remboursements de capital, montant net	-	(144)	-
Écart de conversion	7	(19)	(11)
Acquisition par étapes d'une centrale hydroélectrique en Californie	-	-	(39)
Quote-part des autres éléments du résultat global	1	-	1
Solde à la fin de l'exercice	206 \$	197 \$	273 \$

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

(EN MILLIONS)	2016	2015
Aux 31 décembre :		
Actifs courants	45 \$	45 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	864	848
Autres actifs	70	65
Passifs courants	42	37
Dette à long terme	463	460
Autres passifs	71	73

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	74 \$	89 \$	109 \$
Résultat net	-	19	6
Quote-part du résultat net			
Résultats en trésorerie	9	20	26
Résultats sans effet de trésorerie	(9)	(10)	(23)

19. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Trésorerie	210 \$	60 \$
Dépôts à court terme	13	3
	223 \$	63 \$

20. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Activités	135 \$	183 \$
Obligations liées au crédit	104	110
Projets de développement	11 \$	43 \$
Total	250	336
Moins : non courante	(129)	(138)
Courante	121 \$	198 \$

Se reporter à la note 22, « Autres actifs non courants », pour des renseignements sur les liquidités non courantes soumises à restrictions.

21. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Créances clients	262 \$	98 \$
Autres créances à court terme	103	87
Charges payées d'avance et créances diverses	89	71
	454 \$	256 \$

Au 31 décembre 2016, 95 % (99 % en 2015) des créances clients étaient non échues. Les créances clients sont généralement exigibles dans les 30 jours, et des limites de crédit faisant l'objet d'un suivi serré sont attribuées à toutes les contreparties. Pour déterminer la recouvrabilité des créances clients, la direction effectue une analyse de risque en tenant compte du type et de l'âge des débiteurs en souffrance et de la solvabilité des contreparties. La direction examine aussi régulièrement le solde des créances clients. Les charges pour créances douteuses liées aux créances clients sont comptabilisées dès qu'un compte est considéré comme irrécouvrable. Dans ces circonstances, aux 31 décembre 2016 et 2015, une provision pour créances douteuses n'était pas jugée nécessaire au titre des créances clients.

22. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les composantes des autres actifs non courants d'Énergie Brookfield se présentaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Coût	Amortissement	Valeur	Valeur
		cumulé	comptable	comptable
		2016	nette	nette
		2016		2015
Liquidités soumises à restrictions	129 \$	- \$	129 \$	138 \$
Coûts de financement non amortis	38	(32)	6	8
Divers	46	(5)	41	29
	213 \$	(37) \$	176 \$	175 \$

Aux 31 décembre 2016 et 2015, les liquidités soumises à restrictions étaient détenues principalement pour acquitter des paiements de location et des accords de crédit.

23. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2016	2015
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation	141 \$	107 \$
Dettes fournisseurs	92	43
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	68	44
Contrepartie différée	55	38
Provisions liées aux acquisitions	54	-
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	33	33
	467 \$	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. Se reporter à la note 26, « Transactions entre parties liées ».

24. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Notes	2016	2015
Provisions liées aux acquisitions		116 \$	- \$
Obligations au titre des prestations de retraite	28	87	56
Obligations de démantèlement		47	47
Contrepartie éventuelle	3	16	32
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions		10	9
Divers		34	28
		310 \$	172 \$

Énergie Brookfield a comptabilisé des obligations de démantèlement relativement à certains actifs de production d'électricité. Une obligation de démantèlement a été établie pour des installations hydroélectriques et éoliennes en Amérique du Nord, dont la remise en état devrait se faire entre 2031 et 2138. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers.

25. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Dans le cours de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales sont parties 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.

En décembre 2016, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, ont conclu une entente en vue d'acquérir un portefeuille hydroélectrique d'une puissance totale de 210 MW en Europe, pour une valeur d'entreprise totale de 255 millions €. La transaction est assujettie à certaines conditions, dont le consentement des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture d'usage. La clôture est prévue au cours du deuxième trimestre de 2017. Énergie Brookfield conservera une participation économique d'environ 29 % dans le portefeuille.

Le solde des coûts de développement liés aux deux projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 47 MW et à deux projets éoliens d'une puissance combinée de 43 MW en Europe devrait s'élever à 125 millions \$. Un projet hydroélectrique d'une puissance de 28 MW et les deux projets éoliens devraient être pleinement en exploitation en 2017. Le projet hydroélectrique d'une puissance de 19 MW devrait être pleinement en exploitation en 2018. Le solde des coûts de construction liés à la centrale hydroélectrique d'une puissance de 25 MW mise en service au Brésil après la fin de l'exercice devrait s'élever à 8 millions \$.

Au 31 décembre 2016, Énergie Brookfield avait des engagements liés à des paiements minimaux futurs au titre de contrats de location non résiliables dont les échéances sont les suivantes :

(EN MILLIONS)	
2017	29 \$
2018	28
2019	27
2020	26
2021	25
Par la suite	219
Total	354 \$

Éventualités

Énergie Brookfield 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 d'Énergie Brookfield ou sur ses résultats d'exploitation consolidés.

Énergie Brookfield, 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 Énergie Brookfield est décrite à la note 12, « Dette à long terme et facilités de crédit ».

Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, a fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund et Brookfield Infrastructure Fund II. Au 31 décembre 2016, les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield et ses investisseurs institutionnels s'élevaient à 66 millions \$ (71 millions \$ au 31 décembre 2015).

Les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield 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 31 décembre 2016, les lettres de crédit émises par les filiales et les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield s'élevaient respectivement à 483 millions \$ et 16 millions \$ (respectivement 118 millions \$ et 16 millions \$ au 31 décembre 2015).

Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Énergie Brookfield 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. Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield 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. Énergie Brookfield et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

26. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield sont comptabilisées à la valeur d'échange. Elles sont principalement effectuées avec Brookfield Asset Management et ses filiales.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

Principales conventions

Conventions de société en commandite

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

Convention-cadre de services

Énergie Brookfield a conclu une convention avec Brookfield Asset Management en vertu de laquelle Brookfield Asset Management a accepté d'assurer la surveillance générale de l'entreprise et d'offrir les services de hauts dirigeants à Énergie Brookfield moyennant des honoraires de gestion. Ceux-ci sont versés tous les trimestres et comprennent une composante trimestrielle fixe de 5 millions \$ et une

composante variable calculée en pourcentage de l'augmentation de la valeur de la capitalisation totale d'Énergie Brookfield par rapport à une valeur de référence initiale (sous réserve d'une indexation annuelle en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1^{er} janvier 2013). Au 31 décembre 2016, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 12 milliards \$, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards \$ et compte tenu du montant annuel de 21 millions \$ (ajusté pour tenir compte de l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 62 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 (48 millions \$ en 2015 et 51 millions \$ en 2014).

Convention de vote de BRELP

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

Conventions relatives aux produits

Modifications apportées aux contrats

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

Selon la convention d'achat d'électricité modifiée intervenue avec GLPL, Brookfield doit maintenir à 82 \$ CA par MWh le prix que GLPL reçoit pour l'énergie produite par certaines installations au Canada, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à 40 % de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'année précédente. L'échéance initiale de la convention de GLPL est fixée à 2029, et la convention est automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans avec certaines clauses de résiliation. Si le contrat n'est pas résilié avant 2029, le prix en vertu de cette convention sera ramené au prix initial de 68 \$ CA par MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à 40 % de l'IPC de chaque année.

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

Convention relative aux produits tirés de l'électricité

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

Autres conventions relatives aux produits

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

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

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

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

Conventions de services d'électricité

Conventions d'agence d'électricité

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

Convention de commercialisation de l'énergie

Brookfield a accepté de fournir des services de commercialisation d'énergie aux entreprises nord-américaines d'Énergie Brookfield. En vertu de cette convention, Énergie Brookfield paie des frais de commercialisation de l'énergie de 18 millions \$ par année (sous réserve d'une augmentation en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1^{er} janvier 2013). Se reporter à la note 7, « Coûts d'exploitation directs ».

Conventions de vote

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

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans certaines activités de production d'électricité aux États-Unis et en Europe avec des investisseurs institutionnels, ont

convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF II. Les participations d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec certaines filiales de Brookfield qui font partie de Brookfield Infrastructure Fund III (les « entités liées à BIF III ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans certaines activités de production d'électricité aux États-Unis et en Colombie avec des investisseurs institutionnels, en vertu de laquelle elles ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF III. Les participations d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF III étaient de l'ordre de 24 % à 29 %.

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 Énergie Brookfield. Énergie Brookfield 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 Énergie Brookfield) 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.

Une filiale d'Énergie Brookfield a vendu, dans le cours normal des activités, de l'électricité à Brookfield Infrastructure Partners L.P. (« Brookfield Infrastructure »), entreprise réglementée de distribution en Colombie, qui en a fait par la suite la distribution pour cette filiale. Par conséquent, des produits de 12 millions \$ ont été dégagés et des charges de 1 million \$ ont été engagées pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. Aucun produit n'avait été dégagé ni aucune charge engagée à cet égard pour l'exercice 2015 ou 2014.

Brookfield Asset Management a fourni une facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée de 200 millions \$ qui vient à échéance en décembre 2017. La totalité du montant a été empruntée en décembre 2016. Pour en savoir plus, se reporter à la note 12, « Dette à long terme et facilités de crédit ». Après la fin de l'exercice, le plafond de la facilité a été relevé à 400 millions \$. La charge d'intérêts sur cette facilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 s'est établie à moins de 1 million \$.

Après la fin de l'exercice, Brookfield a déposé des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield. L'intérêt réalisé sur les dépôts est conclu à des conditions de marché.

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	527 \$	469 \$	433 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	8	6	6
	535 \$	475 \$	439 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(3) \$	(5) \$	(9) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(23)	(22)	(21)
Services d'assurance	(40)	(30)	(29)
	(66) \$	(57) \$	(59) \$
Coûts de service de gestion	(62) \$	(48) \$	(51) \$

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	2016	2015
Actifs courants			
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	47 \$	52 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	7	5
		54 \$	57 \$
Passifs courants			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	48 \$	41 \$
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	26	23
Montant à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	2	-
		76 \$	64 \$

Actifs courants

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

Passifs courants

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

27. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

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

(EN MILLIONS)	2016	2015	2014
Créances clients et autres actifs courants	30 \$	(72) \$	20 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(160)	2	(54)
Autres actifs et passifs	(7)	8	14
	(137) \$	(62) \$	(20) \$

28. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Énergie Brookfield offre à ses employés des régimes de retraite ainsi que certains régimes de soins de santé, de soins dentaires, d'assurance vie et autres avantages à certains employés retraités conformément à la politique d'Énergie Brookfield. Ces régimes sont capitalisés grâce aux cotisations versées par Énergie Brookfield et les participants aux régimes. Les prestations de retraite sont fondées sur la durée des services et les salaires moyens de fin de carrière, et certains régimes sont indexés sur l'inflation après le départ à la retraite. Les régimes de retraite des employés d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés.

Le comité de gouvernance des régimes de retraite d'Énergie Brookfield est responsable de la mise en œuvre des décisions stratégiques et du suivi de l'administration des régimes de retraite à prestations définies d'Énergie Brookfield. En particulier, le comité établira les stratégies de placement, approuvera les politiques de capitalisation et évaluera si Énergie Brookfield se conforme aux obligations légales, fiduciaires, de déclaration et d'informations financières applicables.

Les régimes de retraite d'Énergie Brookfield font l'objet d'évaluations actuarielles conformément aux lois provinciales ou fédérales en vigueur. Pour les régimes enregistrés au Québec et aux États-Unis, les évaluations actuarielles doivent être effectuées chaque année. En Ontario, les évaluations actuarielles des régimes enregistrés doivent être effectuées tous les trois ans si la capitalisation du régime est supérieure à un certain seuil. Actuellement, tous les régimes enregistrés de l'Ontario font l'objet d'une évaluation actuarielle triennale. Les régimes de retraite et autres avantages du personnel de nos activités en Colombie comportent des obligations, lesquelles font l'objet d'évaluations actuarielles chaque année par des actuaires indépendants qualifiés.

Les dates des dernières évaluations actuarielles des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages du personnel d'Énergie Brookfield s'échelonnent de décembre 2013 à janvier 2017. Énergie Brookfield évalue ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes aux fins comptables au 31 décembre de chaque année.

Les passifs au titre des prestations représentent le montant des prestations de retraite et des autres avantages du personnel futurs acquis par les employés et les retraités d'Énergie Brookfield à la fin de l'exercice. L'obligation aux termes de ces régimes est déterminée par des évaluations actuarielles périodiques fondées sur les hypothèses présentées dans le tableau ci-après.

Hypothèses actuarielles aux 31 décembre :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
	2016 (%)		2015 (%)		2014 (%)	
Taux d'actualisation	2,2-7,3	4,1-7,3	2,9-4,7	4,2-4,7	2,6-4,2	4,0-4,3
Taux d'inflation des prix	1,5-3,5	s. o.	2,0-2,5	s. o.	2,0-2,5	s. o.
Taux d'augmentation des salaires	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-3,0	2,5-3,0	2,5-4,0	3,0-4,0
Taux tendanciel des soins de santé ¹⁾	s. o.	5,3-6,9	s. o.	6,3-7,1	s. o.	6,5-7,2

¹⁾ Taux tendanciel hypothétique à court terme à la clôture de l'exercice.

Les obligations au titre des régimes et la charge annuelle au titre des régimes de retraite sont calculées sur une base actuarielle et sont influencées par de nombreuses hypothèses et estimations, notamment la valeur marchande des actifs des régimes, des taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et autres hypothèses diverses. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation des prix et les hypothèses liées à l'inflation et le taux tendanciel du coût des soins de santé constituent les hypothèses ayant en général l'incidence la plus importante sur les obligations au titre des prestations constituées.

Le taux d'actualisation des obligations est établi, dans la mesure du possible, par référence aux taux de rendement du marché des obligations de sociétés de grande qualité. En Colombie, il n'existe pas de marché profond pour les obligations; par conséquent, le taux d'actualisation est établi par référence aux rendements des obligations d'État. Le taux d'augmentation des salaires correspond à la meilleure estimation des augmentations de salaire au mérite à accorder, conformément aux taux d'inflation présumés.

Une variation de 50 points de base des hypothèses mentionnées précédemment, utilisées pour le calcul des obligations au titre des prestations au 31 décembre 2016, aurait entraîné l'augmentation (la diminution) suivante des obligations au titre des prestations constituées :

(EN MILLIONS)	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Taux d'actualisation		
Augmentation de 50 points de base	(10)	(4)
Diminution de 50 points de base	11	4
Taux d'inflation des prix et hypothèses liées à l'inflation		
Augmentation de 50 points de base	5	s. o.
Diminution de 50 points de base	(5)	s. o.
Taux tendanciel du coût des soins de santé		
Augmentation de 50 points de base	s. o.	3
Diminution de 50 points de base	s. o.	(3)

L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus pourrait ne pas refléter la variation réelle de l'obligation au titre des prestations définies dans la mesure où il est peu probable que les hypothèses varieront isolément les unes des autres puisque certaines des hypothèses peuvent être liées entre elles.

Charge comptabilisée aux comptes consolidés de résultat et aux états consolidés du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
	2016		2015		2014	
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	1 \$	3 \$	1 \$	3 \$	1 \$
Coût (recouvrement) des services passés	-	-	1	(1)	1	2
Charge d'intérêts	2	3	1	2	-	1
Charges administratives	1	-	1	-	1	-
Comptabilisée au compte consolidé						
de résultat	6	4	6	2	5	4
Réévaluation du passif net au titre des prestations définies						
Rendement des actifs des régimes	(2)	-	(1)	-	(4)	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	(1)	(1)	2	(5)	1	2
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	5	1	(2)	(1)	8	3
Ajustements liés à l'expérience	-	-	2	-	(2)	-
Comptabilisée à l'état consolidé du résultat global						
du résultat global	2	-	1	(6)	3	5
Total	8 \$	4 \$	7 \$	(4) \$	8 \$	9 \$

Les montants inclus dans les états consolidés de la situation financière liés aux obligations d'Énergie Brookfield au titre de ses régimes à prestations définies sont présentés ci-après :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2016		2015		2014	
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	158 \$	53 \$	124 \$	35 \$	128 \$	43 \$
Juste valeur des actifs des régimes	(119)	(5)	(103)	-	(108)	-
Passif net	39 \$	48 \$	21 \$	35 \$	20 \$	43 \$

Obligations au titre des prestations définies

Les variations des obligations au titre des prestations définies pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2016		2015		2014	
Solde au début de l'exercice	124 \$	35 \$	128 \$	43 \$	80 \$	27 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	1	3	1	3	1
Coût (recouvrement) des services passés	-	-	1	(1)	1	2
Charge d'intérêts	7	3	5	2	4	1
Réévaluation des pertes						
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses	(1)	(1)	2	(5)	1	2
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	5	1	(2)	(1)	8	3
Ajustements liés à	-	-	2	-	(2)	-
Prestations versées	(8)	(2)	(5)	(2)	(4)	(1)
Regroupements d'entreprises	25	14	-	-	42	10
Écarts de change	3	2	(10)	(2)	(5)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	158 \$	53 \$	124 \$	35 \$	128 \$	43 \$

On estime à 9 millions \$ les cotisations de l'employeur à faire aux régimes à prestations définies pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2017.

Juste valeur des actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes pour les exercices clos les 31 décembre a varié de la manière suivante :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2016		2015		2014	
Solde au début de l'exercice	103 \$	- \$	108 \$	- \$	74 \$	- \$
Produits d'intérêts	5	-	4	-	4	-
Rendement des actifs des régimes	2	-	1	-	4	-
Cotisations de l'employeur	7	3	5	2	8	1
Regroupement d'entreprises	9	4	-	-	28	-
Prestations versées	(8)	(2)	(5)	(2)	(4)	(1)
Écarts de change	1	-	(10)	-	(6)	-
Solde à la fin de l'exercice	119 \$	5 \$	103 \$	- \$	108 \$	- \$

Les actifs des régimes aux 31 décembre se répartissent comme suit :

	2016 (%)	2015 (%)
Catégorie d'actif :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5	1
Titres de capitaux propres	50	58
Titres de créance	44	40
Immobilier	1	1
	100	100

29. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

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

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille ²	Autres filiales ³	Ajustements de consolidation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 31 décembre 2016 :							
Actifs courants	26 \$	- \$	1 581 \$	150 \$	2 092 \$	(2 942) \$	907 \$
Actifs non courants	3 779	620	-	18 415	27 250	(23 234)	26 830
Passifs courants	33	9	19	2 971	1 644	(2 943)	1 733
Passifs non courants	-	-	1 556	738	12 775	(1 737)	13 332
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	5 589	-	5 589
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 680	-	-	2 680
Actions privilégiées	-	576	-	-	-	-	576
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⁾ Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited (« Latam Holdco »), Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. (« NA Holdco ») et Brookfield BRP Europe Holdings Limited (« Euro Holdco »), collectivement les « entités de portefeuille ».

³⁾ Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

⁴⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield ¹	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille ²	Autres filiales ³	Ajustements de consoli- dation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	1 \$	2 451 \$	- \$	2 452 \$
Résultat net	(20)	-	(1)	(100)	558	(397)	40
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	8 \$	1 620 \$	- \$	1 628 \$
Résultat net	2	-	(1)	(42)	235	(91)	103
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	1 704 \$	- \$	1 704 \$
Résultat net	58	-	(1)	187	438	(479)	203

¹⁾ Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ Comprennent les entités de portefeuille.

³⁾ Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

⁴⁾ Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield 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 13, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

30. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 2 février 2017, Énergie Brookfield et Brookfield ont convenu d'élever à 400 millions \$ la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée fournie par Brookfield.

Le 14 février 2017, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 11 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 11 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$). Les porteurs de parts privilégiées de série 11 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2022. 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 3,82 %, et ii) 5,00 %.

Le 27 février 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, ont conclu une entente en vue d'acquiescer d'une centrale éolienne prête à construire d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord dont la production annuelle devrait atteindre 36 GWh, pour une valeur d'entreprise totale de 27 millions £ (34 millions \$). La transaction est assujettie à l'approbation des organismes de réglementation et aux autres conditions de clôture d'usage. La clôture est prévue au cours du troisième trimestre de 2017. Énergie Brookfield conservera une participation économique d'environ 40 % dans le portefeuille.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal

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

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

Richard Legault
Président 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 : BRP.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRP.PR.B (actions privilégiées, série 2)
TSX : BRP.PR.C (actions privilégiées, série 3)
TSX : BRP.PR.E (actions privilégiées, série 5)
TSX : BRP.PR.F (actions privilégiées, série 6)

Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse <https://bep.brookfield.com>. Vous pouvez également consulter le rapport annuel de 2016 et le formulaire 20-F en ligne. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

Des renseignements financiers additionnels ont été transmis électroniquement à divers organismes de réglementation en valeurs mobilières aux États-Unis et au Canada par l'intermédiaire d'EDGAR, à l'adresse www.sec.gov et par l'intermédiaire de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Les actionnaires peuvent acheminer leurs demandes de renseignements au service des Relations avec les investisseurs, en composant le 416-359-1955 ou en écrivant à enquiries@brookfieldrenewable.com

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE : BEP

TSX : BEP.UN