

Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT ANNUEL DE 2017

NOS ACTIVITÉS

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille d'actifs regroupe une puissance totale de 16 400 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 50 100 gigawattheures (« GWh »), auquel s'ajoute un portefeuille de projets de développement de près de 7 000 MW, ce qui nous permet de nous tailler une place parmi les plus importantes sociétés ouvertes d'énergie renouvelable au monde. Nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 décembre 2017 :

	Réseaux hydrographiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT ¹ (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord ²					
États-Unis	30	136	2 886	11 982	2 523
Canada	19	33	1 361	5 177	1 261
	49	169	4 247	17 159	3 784
Colombie ³	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil ⁴	26	42	899	4 647	-
	81	217	7 878	36 282	7 487
Énergie éolienne ⁵					
États-Unis	-	24	1 888	6 426	-
Canada	-	4	484	1 435	-
	-	28	2 372	7 861	-
Europe	-	23	513	1 313	-
Brésil	-	19	457	1 777	-
Divers	-	6	250	412	-
	-	76	3 592	11 363	-
Énergie solaire ⁶					
Accumulation ⁷	2	4	2 698	-	5 220
Divers ⁸	-	7	690	-	-
	83	841	16 369	50 137	12 707

¹⁾ La MLT est calculée sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata » pour une explication sur le secteur énergie solaire et accumulation ajouté au présent exercice, pour savoir pourquoi nous ne tenons pas compte de la production moyenne à long terme pour nos centrales du secteur accumulation et divers et pour une explication sur le calcul des informations proportionnelles et leur pertinence.

²⁾ 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.

³⁾ 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 et de cogénération.

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

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

⁶⁾ La MLT des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

⁷⁾ Comprend les centrales d'accumulation par pompage en Amérique du Nord (600 MW) et en Europe (2 088 MW) et de stockage dans des batteries en Amérique du Nord (10 MW).

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

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base consolidée et trimestrielle au 31 décembre 2017 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord ²					
États-Unis	3 404	3 474	2 178	2 926	11 982
Canada	1 228	1 508	1 223	1 218	5 177
	4 632	4 982	3 401	4 144	17 159
Colombie ³	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil ⁴	1 147	1 159	1 170	1 171	4 647
	9 287	9 650	8 142	9 203	36 282
Énergie éolienne ⁵					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 738	1 728	1 288	1 672	6 426
Canada	400	345	273	417	1 435
	2 138	2 073	1 561	2 089	7 861
Europe	393	283	252	385	1 313
Brésil	334	393	588	462	1 777
Divers	113	117	75	107	412
	2 978	2 866	2 476	3 043	11 363
Énergie solaire ⁶	521	720	747	504	2 492
Totale	12 786	13 236	11 365	12 750	50 137

¹⁾ La MLT est calculée sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

²⁾ 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 habituellement 30 ans.

³⁾ 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 réalisées sur une période qui couvre habituellement 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération.

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

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

⁶⁾ La MLT des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille au prorata et pour chaque trimestre au 31 décembre 2017 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord²					
États-Unis	2 225	2 361	1 470	1 953	8 009
Canada	1 214	1 461	1 184	1 192	5 051
	3 439	3 822	2 654	3 145	13 060
Colombie ³	844	844	859	935	3 482
Brésil ⁴	958	968	978	978	3 882
	5 241	5 634	4 491	5 058	20 424
Énergie éolienne⁵					
Amérique du Nord					
États-Unis	361	416	300	337	1 414
Canada	336	300	243	355	1 234
	697	716	543	692	2 648
Europe	155	112	100	153	520
Brésil	111	132	203	163	609
Divers	35	36	23	33	127
	998	996	869	1 041	3 904
Énergie solaire ⁶	94	130	142	91	457
Totale	6 333	6 760	5 502	6 190	24 785

¹⁾ La MLT est calculée au prorata et sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, sans tenir compte de la date de l'acquisition ou du début des activités commerciales.

²⁾ 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 habituellement 30 ans.

³⁾ 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 habituellement 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération.

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

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

⁶⁾ La MLT des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

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 et dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada. 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

Nous continuons de faire progresser notre stratégie de croissance des activités liées à l'énergie renouvelable en visant l'accroissement de la valeur. Dans notre 20^e année d'activités et avec un taux de croissance annuel composé de 17 % depuis notre création, nous entrevoyons une croissance soutenue pour l'avenir.

Notre stratégie est simple : acquérir des actifs et des entreprises d'énergie renouvelable en deçà de leur valeur intrinsèque, financer nos placements grâce à du financement de première qualité et optimiser les flux de trésorerie et la valeur au moyen de notre expertise poussée en matière d'exploitation. Cette stratégie s'est avérée efficace au fil des années et des cycles. À plus long terme, nous croyons que nous aurons de plus en plus l'occasion de créer de la valeur pour nos porteurs de parts alors que le monde abandonne les sources d'électricité émettrice de carbone.

L'abandon de ces sources d'électricité se fera sur des dizaines d'années et exigera d'énormes investissements à l'échelle mondiale et une vaste expertise. Les économies avancées à l'échelle mondiale en sont toujours aux premières étapes du remplacement d'une grande partie de leur production centralisée thermique par une combinaison de production centralisée et décentralisée à partir de technologies d'énergie renouvelable. Par conséquent, nous avons déployé des efforts concertés afin de veiller à ce que notre entreprise soit en bonne position pour prospérer pendant cette transition.

Au cours des cinq dernières années, nous avons diversifié l'entreprise de sorte qu'elle devienne une propriétaire et exploitante d'envergure mondiale d'actifs de production d'énergie renouvelable tirés de différentes technologies. Pendant cette période, nos fonds provenant des activités par part se sont accrus de 8 % annuellement et nos distributions par part ont augmenté de 6 % par année. Plus important encore, nous avons positionné l'entreprise pour une forte croissance en prévision de l'avenir. Nous comptons maintenant sur des activités considérables situées en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie qui pourront soutenir la croissance future dans différents marchés et nous permettront d'investir dans des régions où les propositions risque-rendement sont les meilleures. En outre, nous détenons une expertise en matière d'exploitation d'actifs hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire, d'accumulation et de production sur commande, et nous avons constitué un portefeuille de projets de développement d'une puissance de 7 000 mégawatts qui devrait au fil du temps fournir d'excellentes occasions d'investissement à haut rendement. Enfin, nous avons maintenu une situation financière solide caractérisée par un niveau élevé de liquidités, une souplesse financière, un accès à de multiples sources de capital et un profil de financement de première qualité.

En particulier, 2017 a été un bon exercice pour l'entreprise. Nous avons enregistré un rendement total pour les actionnaires d'environ 25 % au cours de l'exercice et l'entreprise a continué à afficher une bonne performance, tous les secteurs d'exploitation ayant atteint leurs cibles de disponibilité des actifs, de développement et d'optimisation des marges. Ces facteurs, associés à une production supérieure à la moyenne, ont donné lieu à une augmentation de 31 % des fonds provenant des activités par part en regard de ceux de l'exercice précédent.

Les faits saillants de l'exercice comprennent ce qui suit :

- la mobilisation de capitaux propres de BEP d'environ 625 millions \$ qui ont été investis dans de nouvelles transactions et de nouveaux projets de développement, ce qui est conforme à nos cibles;
- la mise en service d'une puissance additionnelle de 75 mégawatts ainsi que l'avancement de projets de construction et de projets à un stade avancé d'une puissance additionnelle de 248 mégawatts qui devraient entamer leurs activités commerciales au cours des quatre prochaines années;
- l'ajout d'actifs d'énergie solaire, d'énergie éolienne, d'accumulation et de production sur commande dans notre portefeuille situés dans nos principaux marchés en Amérique du Nord alors que de petits investissements ont été réalisés en Inde et en Chine afin d'établir des activités d'exploitation dans ces marchés en soutien à la croissance future;

- le maintien de solides liquidités, soit des liquidités disponibles de plus de 1,5 milliard \$ à la fin de l'exercice tirées de différentes sources de capital et de la réalisation de valeur de certains actifs en exploitation arrivés à maturité.

Hausse des distributions

Compte tenu des résultats susmentionnés et de la forte croissance attendue, nous sommes heureux d'annoncer que le conseil d'administration a déclaré une hausse de 5 % des distributions trimestrielles de BEP, ce qui porte le versement annuel de distributions à 1,96 \$ par part.

Le point sur les transactions

Au cours du quatrième trimestre, nous et nos partenaires institutionnels avons conclu les acquisitions d'une participation de 51 % dans TerraForm Power et de la totalité de TerraForm Global. Ensemble, ces deux transactions ont ajouté une puissance de 3 600 mégawatts à notre portefeuille d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne visés par des contrats à long terme. Ces actifs sont pleinement en exploitation et ont tous été construits récemment. L'âge moyen des actifs du portefeuille est d'environ cinq ans. Les actifs sont surtout situés dans nos principaux marchés aux États-Unis, au Canada et au Brésil, bien qu'ils comprennent également de petits portefeuilles d'actifs en exploitation situés en Inde et en Chine.

Depuis l'acquisition de TerraForm Power, nous avons pris des mesures importantes visant à renforcer son bilan et à assurer sa croissance. Après la clôture de cette transaction, TerraForm Power a mis en œuvre un plan de refinancement d'envergure dans le cadre duquel elle a racheté des obligations non garanties et des obligations garanties d'un capital de 1,6 milliard \$ pour en émettre de nouvelles d'un même capital. Cette transaction a permis de prolonger le profil global relatif aux échéances de la société pour le fixer à dix ans, d'améliorer dans son ensemble la souplesse financière par la négociation de clauses moins restrictives et de réduire les intérêts annuels de près de 20 millions \$. Au début de février, TerraForm Power a annoncé une offre de 1,2 milliard \$ en vue d'acquérir la totalité de Saeta Yield, un portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 1 028 mégawatts situé en Europe. La transaction devrait être rentable dès la première journée pour les actionnaires existants et fournir des occasions attrayantes de faire des investissements supplémentaires.

Depuis la clôture de l'acquisition de TerraForm Global, nous avons entamé le processus d'intégration des actifs dans nos activités existantes au Brésil, ouvert de nouveaux bureaux et fait progresser des occasions de croissance en Inde et en Chine.

Résultats d'exploitation et résultats financiers

Nous continuons de nous concentrer sur la croissance des flux de trésorerie tirés des activités actuelles au moyen de l'inclusion de clauses d'indexations sur inflation dans nos contrats, de l'accroissement des marges entraîné par la croissance des produits et d'initiatives de réduction des coûts ainsi que de la construction de projets offrant des rendements supérieurs. Ces leviers opérationnels sont à la base de l'atteinte de notre cible de croissance des distributions de 5 % à 9 %.

En 2017, nous avons enregistré des fonds provenant des activités de 581 millions \$, une augmentation par part de 31 % en regard de ceux de l'exercice précédent, soutenue par l'avancement de nos initiatives de croissance interne, l'augmentation des niveaux de production de nos actifs et l'apport de nouvelles acquisitions.

Nos produits sont toujours largement tributaires de contrats à l'échelle de l'entreprise, lesquels visent environ 90 % de la production aux termes de conventions d'achat d'électricité d'une durée moyenne de plus de 15 ans. La combinaison de ce fait avec notre profil très stable au chapitre des coûts nous permet de compter sur une forte prévisibilité des marges, la seule variation notable des résultats étant attribuable à la ressource sous-jacente à la production, c'est-à-dire le régime des vents et le débit d'eau. La faible exposition que nous avons aux prix du marché provient surtout des actifs hydroélectriques dont l'apport aux fonds provenant des activités pour l'exercice s'est élevé à 686 millions \$ en raison d'une production supérieure à la moyenne à long terme. La production en Amérique du Nord a été particulièrement forte (7 % supérieure à la moyenne) et les niveaux des réservoirs à la fin de l'exercice ont été supérieurs à la

moyenne à long terme. Au Brésil, notre équipe de commercialisation de l'énergie a géré activement notre électricité afin de protéger les activités contre la faiblesse des conditions hydrologiques tout en obtenant des prix plus élevés. Par conséquent, nous avons conclu de nouvelles conventions d'achat d'électricité tant pour les actifs existants que pour les projets en développement à un prix moyen de 230 R\$ par mégawattheure. Au cours du quatrième trimestre, nous avons conclu une convention d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans qui commencera en 2023 à un prix indexé en fonction de l'inflation de 221 R\$ par mégawattheure pour une nouvelle centrale hydroélectrique d'une puissance de 30 mégawatts située dans le sud-ouest du pays. Nous prévoyons commencer la construction de ce projet en 2018. La production en Colombie a également été supérieure à la moyenne au cours de 2017. Notre priorité pour ce marché demeure la création d'un marché favorisant les contrats à plus long terme. Nous avons conclu neuf conventions d'achat d'électricité au cours de l'exercice d'une durée moyenne se situant entre cinq et dix ans. Bien que les volumes demeurent faibles, nous faisons des progrès à cet égard.

En 2017, les fonds provenant des activités de nos installations éoliennes se sont élevés à 105 millions \$. La production de notre parc éolien a été 9 % inférieure à la moyenne à long terme au cours de l'exercice, la production en Amérique du Nord étant la principale responsable de ce recul. Notre portefeuille au Brésil continue de surpasser nos attentes avec des facteurs de capacité qui excèdent régulièrement 40 %. Nous avons pu compter sur l'ajout d'autres actifs éoliens à ce portefeuille au cours de l'exercice grâce à l'acquisition de TerraForm Global. En Europe, nous poursuivons l'expansion de nos activités éoliennes en misant surtout sur une stratégie de développement qui génère des rendements avoisinant les 15 %, dans un marché où les actifs en exploitation se négocient à des ratios très élevés. Nous avons réalisé la valeur de deux parcs éoliens au cours de l'exercice pour tirer avantage de l'écart de valeur qu'il représentait, récupérant ainsi 150 millions \$ pour nos investisseurs dans ces projets (60 millions \$ pour BEP) et en réalisant un rendement de 35 % sur notre capital investi.

Actuellement, notre portefeuille d'énergie solaire compte sur une production d'énergie solaire d'envergure d'une puissance de 1 000 mégawatts et une production d'énergie solaire sur commande de 400 mégawatts. La plupart de ces actifs sont situés aux États-Unis et sont visés par des contrats de qualité d'une durée moyenne de 18 ans. Ces installations ont été acquises au cours du quatrième trimestre dans le cadre de nos acquisitions de TerraForm Power et de TerraForm Global, ce qui explique que leur apport aux fonds provenant des activités ait été modeste en 2017. En 2018, ces actifs devraient contribuer fortement à notre rendement. Les tarifs récemment imposés aux États-Unis pour les panneaux solaires ralentiront probablement légèrement le rythme de développement à court terme et, à tout le moins, augmenteront les coûts des systèmes installés. Cela aura une incidence sur les actifs en place. Malgré cela, nous ne croyons pas que ces tarifs auront une incidence à long terme importante sur l'adoption du solaire en tant qu'énergie en vrac, compte tenu de la baisse spectaculaire des coûts au cours de la dernière décennie (contrebalançant largement l'incidence des tarifs), de la simplicité de la technologie et de la rapidité à laquelle elle peut être développée, et de ses attributs environnementaux évidents. Par conséquent, nous demeurons résolus à faire progresser cette partie de nos activités en misant sur les acquisitions et le développement.

Nous détenons des participations dans trois installations d'accumulation par pompage que nous exploitons aux États-Unis et au Royaume-Uni et dont l'apport aux fonds provenant des activités s'est élevé à 18 millions \$ en 2017. Cette année, nous avons fait notre premier investissement dans ce secteur en Europe avec l'acquisition de notre participation dans le portefeuille d'installations d'accumulation par pompage First Hydro de 2 100 mégawatts au troisième trimestre. Ces actifs bénéficient de produits d'exploitation liés en grande partie à des services auxiliaires essentiels qui contribuent à stabiliser le réseau et fournissent au marché une énergie de secours. Par conséquent, ils représentent une source très stable de flux de trésorerie qui n'est pas corrélée aux prix du marché. Nous estimons que la valeur de ces actifs d'accumulation aux États-Unis et au Royaume-Uni tirera avantage, au fil du temps, d'une pénétration accrue des actifs éoliens et solaires intermittents dans le réseau (remplacement de la production de base) et que, même avec l'avancement des batteries, ces actifs sont uniques en raison de leur taille, de leur échelle et de la vitesse à laquelle ils peuvent fournir les divers services de stabilisation du réseau.

Liquidités

Nous demeurons centrés sur une stratégie de financement prudente afin d'assurer la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Nous maintenons une approche de financement rigoureuse et notre situation de trésorerie à la fin de l'exercice dépassait 1,5 milliard \$. En 2017, nous avons continué à disposer de multiples sources de capital, y compris auprès des marchés des actions privilégiées et des titres de capitaux propres, en plus de réaliser plusieurs initiatives visant un financement additionnel. Nous avons réalisé des refinancements de projets atteignant 1,6 milliard \$, y compris l'émission de trois obligations vertes d'une valeur totale de 1,1 milliard \$. Comme dans le cas de la vente des deux parcs éoliens irlandais cette année, le redéploiement du capital recyclé provenant des actifs non risqués parvenus à maturité dans de nouvelles occasions d'affaires fondées sur la valeur est une stratégie que nous prévoyons mettre en œuvre en temps opportun dans l'avenir.

Perspectives

En 2018, nous continuerons de faire progresser nos grandes priorités, notamment l'avancement de notre portefeuille de projets de développement, la création d'occasions d'augmenter nos marges et l'évaluation de certaines possibilités de passation de contrats dans l'ensemble du portefeuille. Nous estimons que le contexte des investissements dans les énergies renouvelables demeure favorable et nous continuons de faire progresser notre portefeuille de transactions.

Grâce à notre base d'actifs en grande partie perpétuelle, à nos marges de trésorerie élevées, à nos leviers de croissance interne, à notre solide portefeuille de transactions, à notre bilan de première qualité, à nos liquidités abondantes et à notre accès au capital, nous croyons que nous avons bâti une entreprise qui est en mesure de générer des rendements solides à long terme. Néanmoins, nous demeurons concentrés sur la croissance prudente de l'entreprise et nous sommes déterminés à offrir aux porteurs de parts un rendement total à long terme de 12 % à 15 % par part.

En terminant, au nom de nos employés et de nos administrateurs, nous tenons à remercier sincèrement nos actionnaires et nos nombreux partenaires d'affaires pour leur contribution à notre succès. Nous vous remercions de votre soutien constant et avons hâte de vous faire part de nos progrès en 2018.

Le chef de la direction,



Sachin Shah

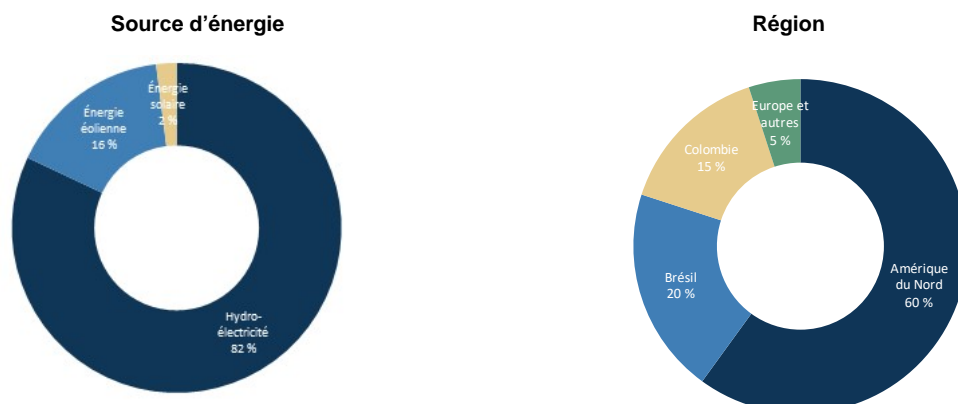
NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie renouvelable diversifiés employant différentes technologies.

Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, puis à les mettre en valeur, à financer ces acquisitions à long terme et à faible risque grâce à du financement de première qualité selon une stratégie de financement prudente, pour ensuite optimiser les flux de trésorerie en exerçant notre expertise en matière d'exploitation pour en accroître la valeur.

Une des plus importantes sociétés ouvertes au monde axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Énergie Brookfield exploite un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale regroupant différentes technologies et investit dans celui-ci. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs de production d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille regroupe une puissance installée de 16 369 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 7 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata de 24 785 GWh.

Les graphiques ci-après présentent la production moyenne à long terme annualisée au prorata.



Actifs diversifiés et de grande qualité, à prédominance hydroélectrique. Énergie Brookfield détient un portefeuille complémentaire regroupant des centrales hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'accumulation. Notre portefeuille comprend des installations à des fins commerciales, d'accumulation d'électricité de secours et de production d'électricité localisée. L'hydroélectricité compose la vaste majorité de notre portefeuille et les actifs de ce secteur constituent les actifs d'énergie renouvelable à plus forte valeur. Il s'agit de l'un des modes de production d'électricité à plus longue durée et à plus faible coût, en plus d'être écologique. Les centrales hydroélectriques comptent sur des marges de trésorerie élevées, une capacité d'accumulation combinée à la liberté de produire de l'électricité à toute heure du jour et la possibilité de vendre de nombreux produits sur le marché, notamment de l'énergie, de la puissance et des services auxiliaires. Nos centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire nous permettent d'agir sur deux des secteurs d'énergie renouvelable où la croissance est la plus rapide offrant des marges de trésorerie élevées, sans coût d'intrant au titre du combustible, comptant sur des applications variées et adaptables y compris la production sur commande. Nos centrales d'accumulation fournissent à leur marché local des services essentiels au réseau et à la production sur commande. En raison de notre envergure ainsi que de la diversité et de la qualité de nos actifs, nous avons une bonne position par rapport aux autres producteurs d'énergie, ce qui procure une importante valeur de rareté à nos 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, éoliens et solaires de longue durée et à faibles coûts d'exploitation qui vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 90 % de notre production au prorata de 2018 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. Nos conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 15 ans, au prorata, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide et stratégie de financement prudente. Énergie Brookfield affiche un solide bilan et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre ratio d'endettement est de 39 %, et environ 70 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et ceux des filiales ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 6 et 10 ans. Au 31 décembre 2017, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,5 milliard \$, de titres disponibles à la vente et de tranches disponibles des facilités de crédit.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie. Nous nous concentrons sur la croissance des flux de trésorerie des activités en cours, entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, y compris l'inclusion dans nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement exclusifs d'une puissance d'environ 7 000 MW qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptons pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise a su tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions. Nous avons recours à une stratégie à contre-courant et tablons sur la pénurie de capitaux pour gagner des rendements solides. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Au cours des 10 dernières années, nous avons soit investi dans les actifs ci-après, soit nous en avons fait l'acquisition ou la mise en service : 66 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 5 000 MW, 85 centrales éoliennes d'une puissance totale d'environ de 3 600 MW, 537 centrales d'énergie solaire d'une puissance totale d'environ 1 500 MW, 4 centrales alimentées à la biomasse d'une puissance totale de 175 MW, 2 centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage, 1 installation de stockage dans des batteries d'une puissance totale de 2 098 MW et 1 centrale de cogénération d'une puissance de 300 MW. Notre capacité d'acquérir et d'aménager des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets, notre relation stratégique avec Brookfield Asset Management et notre profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield Asset Management et continuerons de le faire à l'avenir.

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

Rapport de gestion

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 a été préparé en date du 28 février 2018. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. 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 participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (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 porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts », les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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 se trouve à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – 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 – 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 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion 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/edgar.shtml), et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants de 2017	9	PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles	
PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	12	Information sur l'exploitation et information financière historique	51
PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires		Sommaire des résultats trimestriels historiques	52
Immobilisations corporelles	14	Résultats au prorata pour le quatrième trimestre	53
Transactions entre parties liées	14	PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques	
Capitaux propres	16	Gestion des risques et instruments financiers	55
		Facteurs de risque	59
PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata		PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	76
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016	21	PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	83
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015	28	PARTIE 10 – Mise en garde	86
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	34		
Profil des contrats	40		
PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement			
Structure du capital, emprunts à long terme et liquidités disponibles	43		
Tableaux consolidés des flux de trésorerie	47		
Actions et parts en circulation	49		
Dividendes et distributions	50		
Obligations contractuelles	50		
Accords hors état de la situation financière	50		

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2017

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2017	2016
Information sur l'exploitation		
Puissance (MW)	16 369	10 731
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	42 334	38 982
Production réelle	43 385	34 071
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	23 251	22 362
Production réelle	23 968	20 222
Produits moyens (\$ par MWh)	70	73
Informations financières choisies¹		
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(56)	(65)
Perte de base par part de société en commandite	(0,18)	(0,23)
BAlIA ajusté consolidé ²	1 751	1 499
BAlIA ajusté au prorata ²	1 142	942
Fonds provenant des activités ²	581	419
Fonds provenant des activités ajustés ²	513	352
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	1,90	1,45
Distribution par part de société en commandite	1,87	1,78

¹⁾ Les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts », les « parts » ou par l'expression « par part ». Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 305,8 millions (288,7 millions en 2016).

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et « PARTIE 10 – Mise en garde ».

AUX 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2017	2016
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 539 \$	1 191 \$
Ratio d'endettement ¹	39 %	38 %
Emprunts sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield ¹	70 %	69 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables ¹	13 %	18 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6,4 ans	7,4 ans
Taux d'intérêt moyen	4,5 %	4,5 %
Emprunts des filiales au prorata ¹		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10,5 ans	9,5 ans
Taux d'intérêt moyen	5,8 %	6,1 %

¹⁾ Pour 2017, ajustés pour tenir compte des initiatives de financement qui ont été finalisées après la fin de l'exercice et qui sont associées à une centrale hydroélectrique et une centrale d'accumulation.

Résultats d'exploitation

La perte nette attribuable aux porteurs de parts était en baisse, passant de 65 millions \$ à l'exercice précédent à 56 millions \$, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été neutralisée en partie par l'incidence d'une charge d'impôt différé importante imputable à la loi *Tax Cuts and Jobs Act* récemment adoptée à la fin de 2017 aux États-Unis (la « réforme fiscale »). La perte de base par part de société en commandite a reculé en regard de celle de l'exercice précédent, passant de 0,23 \$ par part de société en commandite à 0,18 \$ par part de société en commandite, en raison surtout de la diminution de la perte nette attribuable aux porteurs de parts susmentionnée.

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 39 %, pour s'établir à 581 millions \$, soutenus par un retour à une production moyenne à long terme au prorata, l'avancement de nos initiatives internes et l'apport de nos nouvelles participations et acquisitions.

Les fonds provenant des activités par part de 1,90 \$ ont augmenté de 31 % par rapport à ceux de l'exercice précédent.

Par rapport à l'exercice précédent, la production au prorata a progressé de 19 %, pour se fixer à 23 968 GWh, en raison surtout des fortes conditions hydrologiques en Amérique du Nord et en Colombie. Pour l'exercice considéré, la production au prorata a été supérieure de 3 % à la production moyenne à long terme au prorata tandis qu'elle avait été inférieure de 10 % en 2016.

En 2017, nous avons affecté environ 625 \$ de capitaux propres à de nouvelles transactions et de nouveaux projets de développement qui se sont traduits par une production au prorata supplémentaire de près de 2,1 TWh, ainsi que des fonds provenant des activités annualisés de 95 millions \$ (apport d'environ 415 GWh à la production et d'environ 18 millions \$ aux fonds provenant des activités en 2017) :

- un montant de 232 millions \$ dans TerraForm Global, portefeuille d'une puissance de 952 MW composé d'actifs solaires et éoliens récemment construits et visés par contrat, lesquels comprennent des actifs d'une puissance de 33 MW en Afrique du Sud qui seront bientôt acquis;
- un montant de 221 millions \$ dans TerraForm Power, portefeuille diversifié d'une puissance de 2 600 MW regroupant des actifs solaires et éoliens surtout situés aux États-Unis;
- un montant de 73 millions \$ dans une centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni d'une capacité de production de 2,1 GW, Énergie Brookfield conserve une participation d'environ 7,5 %;
- un montant de 98 millions \$ dans des projets de développement.

Opérations sur capitaux propres

En 2017, les distributions aux porteurs de parts de société en commandite ont été de 1,87 \$ par part de société en commandite, ce qui représente une hausse de 5 % par rapport à celles de l'exercice précédent. Compte tenu de l'apport pendant un exercice complet des acquisitions et des projets de développement, le ratio de distribution s'est établi à 92 %.

Nous avons conclu les placements suivants au cours de l'exercice :

- Émission de parts de société en commandite privilégiées, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$);
- Émission de parts de société en commandite au prix de 42,15 \$ CA la part de société en commandite. Brookfield a souscrit des parts de société en commandite dans le cadre d'un placement privé simultané. Le produit brut global s'est élevé à 550 millions \$ CA (422 millions \$).

Après la fin de l'exercice, nous avons émis des parts de société en commandite privilégiées additionnelles, pour un produit de 250 millions \$ CA (201 millions \$).

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre situation de trésorerie demeure solide, les liquidités disponibles à la fin de l'exercice se chiffrant à 1,5 milliard \$.

Nous avons contracté des emprunts à long terme de 3,1 milliards \$ à un taux d'intérêt moyen de 4,5 %, ce qui nous a permis de réduire notre exposition aux taux d'intérêt variables à 13 % et d'atteindre une durée moyenne jusqu'à l'échéance de 10 ans.

Croissance et développement

Nous avons poursuivi la construction, conformément à l'étendue, au calendrier et au budget prévus, des projets de développement hydroélectriques d'une puissance de 77 MW au Brésil et de projets éoliens d'une puissance de 47 MW en Irlande et en Écosse. La production moyenne à long terme annualisée de ces projets est de respectivement 456 GWh et 154 GWh, et leur mise en service est prévue entre 2018 et 2020. Nous prévoyons qu'ils généreront des fonds provenant des activités annualisés de 20 millions \$.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	2015
Produits	2 625 \$	2 452 \$	1 628 \$
Autres produits	47	64	122
Coûts d'exploitation directs	(978)	(1 038)	(552)
Coûts de service de gestion	(82)	(62)	(48)
Charge d'intérêts – emprunts	(632)	(606)	(429)
Amortissement des immobilisations corporelles	(782)	(781)	(616)
Charge d'impôt exigible	(39)	(44)	(18)
(Charge) recouvrement d'impôt différé	(49)	97	78
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(56)\$	(65) \$	3 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA	1,30	1,33	1,28
€	0,89	0,90	0,90
R\$	3,19	3,49	3,33
£	0,78	0,74	0,65
COP	2 951	3 045	s. o.

Analyse des variations pour l'exercice considéré (2017 par rapport à 2016)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons enregistré une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 56 millions \$, contre une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 65 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les produits se sont élevés à 2 625 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, ce qui représente une augmentation de 173 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, soutenue principalement par un retour de la production à un niveau comparable à la moyenne à long terme et l'apport de nos initiatives de croissance. Les produits ont augmenté de 121 millions \$ alors que la production consolidée a progressé de 27 %, soit 9,3 TWh, en raison surtout des fortes conditions hydrologiques en Amérique du Nord et en Colombie. Nos récentes initiatives de croissance ont représenté une production de 3,8 TWh, qui a généré des produits d'un montant de 100 millions \$. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par une diminution des produits réalisés moyens par MWh (qui sont passés de 72 \$ par MWh à 61 \$ par MWh), ce qui a fait baisser les produits de 57 millions \$, alors que des prix plus bas en Colombie en raison d'apports d'eau supérieurs à la moyenne ont été contrebalancés en partie par des prix élevés au Brésil en raison de l'incidence des faibles conditions hydrologiques. La dépréciation du dollar américain par rapport à la plupart des monnaies étrangères dans lesquelles nous faisons affaire a apporté un montant de 57 millions \$ aux produits, ce qui a également eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt. L'augmentation des produits mentionnée dans le tableau précédent a été en partie neutralisée par l'incidence de la vente d'une de nos centrales éoliennes en Irlande au cours du premier trimestre de 2017 (apport de 28 millions \$ aux produits pour l'exercice précédent). Les produits de l'exercice précédent comprennent un règlement de 20 millions \$ visant nos actifs hydroélectriques et de cogénération en Ontario à l'égard des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité.

Les autres produits ont reculé de 17 millions \$ en raison surtout d'un profit de 23 millions \$ réalisé au règlement de contrats de couverture de change au cours de l'exercice précédent.

Les coûts d'exploitation directs se sont fixés à 978 millions \$, soit une diminution de 60 millions \$. La diminution est essentiellement imputable à la réduction des achats d'électricité en Colombie et au recouvrement des trop-perçus d'impôts fonciers versés par l'une de nos centrales hydroélectriques au Canada au cours des exercices précédents. Cette diminution a été contrebalancée en partie par la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 82 millions \$ représentent une augmentation de 20 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui est principalement attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation entraînée par la hausse de 16 % du prix des parts d'Énergie Brookfield.

La charge d'intérêts s'élevant à 632 millions \$ représente une augmentation de 26 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la croissance du portefeuille qui a entraîné un ajout de 22 millions \$ à la charge d'intérêts.

La charge d'impôt différé de 49 millions \$ représente une amélioration de 146 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent, en raison principalement de la réforme fiscale américaine.

Analyse des variations pour l'exercice précédent (2016 par rapport à 2015)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, nous avons enregistré une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 65 millions \$, contre un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 3 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Les produits s'étaient élevés à 2 452 millions \$, en hausse de 824 millions \$. La faiblesse relative des prix de l'électricité sur le marché libre surtout dans le nord-est des États-Unis avait été compensée en partie par les indexations annuelles de nos conventions d'achat d'électricité et l'apport des centrales dont les prix étaient relativement plus élevés, ce qui avait entraîné 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 avait été compensée en partie par une hausse de la production, donnant lieu à une incidence nette de 24 millions \$. L'appréciation du dollar américain en 2016 par rapport à 2015 avait entraîné une diminution de 27 millions \$ des produits. Cette appréciation s'était également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt. La croissance de notre portefeuille avait apporté un montant de 882 millions \$ aux produits. En 2016, les produits comprenaient 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 de 2015 avaient représenté un apport de 13 millions \$. La vente avait 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'était élevée à 12 millions \$ et avait été comptabilisée dans les autres produits.

Les autres produits d'un montant de 64 millions \$ avaient représenté une diminution de 58 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Le profit réalisé sur la vente susmentionnée d'une centrale éolienne ainsi que l'indemnité liée à un accord de concession avaient eu une incidence sur les autres produits en 2015. Ces diminutions avaient été en partie compensées par une augmentation des produits d'intérêts en raison de la hausse des soldes de trésorerie en 2016.

Les coûts d'exploitation directs, la charge d'intérêts et la charge d'amortissement avaient augmenté par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison surtout de la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 62 millions \$ avaient représenté une augmentation de 14 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, attribuable surtout à la croissance de la valeur de capitalisation.

La charge d'impôt exigible s'était élevée à 44 millions \$, soit une augmentation de 26 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison principalement de l'acquisition en Colombie.

Le recouvrement d'impôt différé totalisant 97 millions \$ avait représenté une augmentation de 19 millions \$ par rapport à l'exercice précédent, attribuable surtout à une baisse du revenu aux fins de l'impôt.

PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des états consolidés de la situation financière annuels audités aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Actifs courants	1 666 \$	907 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	27 096	25 257
Goodwill	901	896
Total de l'actif	30 904	27 737
Dette à long terme et facilités de crédit	11 766	10 182
Passifs d'impôt différé	3 588	3 802
Total du passif	16 622	15 065
Total des capitaux propres	14 282	12 672
Total du passif et des capitaux propres	30 904	27 737

Notre bilan demeure solide et reflète bien la stabilité de nos activités et l'intégration de la récente croissance de nos activités.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

La juste valeur des immobilisations corporelles s'élevait à 27,1 milliards \$ au 31 décembre 2017 par rapport à 25,2 milliards \$ au 31 décembre 2016. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, les acquisitions de TerraForm Global et de Shantavny se sont élevées à 1 245 millions \$. Le développement et la construction d'actifs éoliens de production d'énergie se sont établis à 354 millions \$. La juste valeur du portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 137 MW cédé au cours du premier trimestre de l'exercice considéré s'élevait à 338 millions \$. La juste valeur des immobilisations corporelles en exploitation s'est accrue de 854 millions \$, récupérant principalement l'amortissement de nos centrales hydroélectriques et neutralisant l'incidence de la variation des prix de l'électricité et des taux d'actualisation. La dépréciation du dollar américain a entraîné une hausse de 506 millions \$ des immobilisations corporelles, principalement les actifs au Canada et en Europe, le dollar canadien et l'euro s'étant appréciés respectivement de 6 % et 12 % par rapport à l'exercice précédent. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 782 millions \$, qui est beaucoup plus élevée que le montant que nous devons réinvestir dans l'entreprise en dépenses d'investissement de maintien.

Pour des renseignements sur les hypothèses utilisées pour la réévaluation de la juste valeur et l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 12, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », dans les états financiers consolidés annuels 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 centrales 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 27, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels 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 les 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 Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III et Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés ») grâce auxquelles elle a accès à du financement à court terme au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a fait passer à 400 millions \$ la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée qu'elle a consentie à Énergie Brookfield. Pendant le premier trimestre de l'exercice considéré, Brookfield Asset Management a déposé également des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield, qui ont été remboursés avant la fin du premier trimestre. La charge d'intérêts sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit et sur le dépôt a totalisé 1 million \$.

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield Asset Management a transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, tout en ayant droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets. Au cours de l'exercice, un montant de 8 millions \$ a été payé dans le cadre de la mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 25 MW.

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)	2017	2016	2015
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	601 \$	527 \$	469 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	6	8	6
	607 \$	535 \$	475 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(13) \$	(3) \$	(5) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(24)	(23)	(22)
Services d'assurance	(19)	(20)	(30)
	(56) \$	(46) \$	(57) \$
Coûts de service de gestion	(82) \$	(62) \$	(48) \$

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	2017	2016
Actifs courants			
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	54 \$	47 \$
		6	7
		60 \$	54 \$
Passifs courants			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	48 \$	48 \$
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	32	26
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	32	2
		112 \$	76 \$

CAPITAUX PROPRES

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-delà 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-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 30 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 (19 millions \$ en 2016).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

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 de société en commandite 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 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 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 11 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 11 contre des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 12 (les « parts privilégiées de série 12 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2022 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 12 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à 90 jours, majoré de 3,82 %.

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 2017, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

En janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 13 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (201 millions \$). Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2023. Par la suite, le taux de distribution sera fixé 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 3,00 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 auront le droit, à leur gré, d'échanger leurs parts de société en commandite privilégiées de série 13 contre des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 14 (les « parts privilégiées de série 14 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2023 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 14 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à 90 jours, majoré de 3,00 %.

Capitaux propres des commanditaires

Le 6 juillet 2017, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de 8 304 000 parts de société en commandite sans droit de vote par voie de prise ferme au prix de 42,15 \$ CA la part de société en commandite, pour un produit brut de 350 millions \$ CA (271 millions \$). Simultanément, Brookfield Asset Management a acheté 4 943 000 parts de société en commandite au prix d'offre (déduction faite de la commission de placement). Le total du produit brut du placement et du placement privé simultané s'est élevé à 550 millions \$ CA (422 millions \$). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction de 15 millions \$ CA (11 millions \$) liés à ces placements, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes.

Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, ce qui représente environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

PARTIE 4 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES AU PRORATA

Production réelle et production moyenne à long terme

Pour les actifs acquis ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, 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. Le poste « divers » comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

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, le régime des vents et le rayonnement solaire varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos centrales 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 centrales ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble.

La production des centrales d'accumulation par pompage et de cogénération en Amérique du Nord dépend grandement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces centrales. Notre centrale d'accumulation par pompage en Europe produit de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos centrales alimentées à la biomasse est tributaire de la quantité de canne à sucre récoltée au cours d'une année donnée. Pour ces raisons, nous ne tenons pas compte d'une moyenne à long terme pour ces centrales.

Informations sectorielles

Le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) d'Énergie Brookfield analysent les résultats de l'entreprise, gèrent les activités et affectent les ressources selon le type de technologie.

Depuis le quatrième trimestre de 2017, les activités sont segmentées par technologie, soit 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 4) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Divers). Afin de refléter la nouvelle façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources en raison des placements dans First Hydro, TerraForm Power et TerraForm Global et de la poursuite par Énergie Brookfield de l'expansion de ses activités d'énergie solaire et d'accumulation, le principal décideur opérationnel a commencé à analyser ces activités collectivement avec les activités de cogénération et de biomasse. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Une centrale d'accumulation par pompage en Amérique du Nord, auparavant comprise dans le secteur hydroélectrique, est maintenant incluse dans le secteur énergie solaire, accumulation et divers. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activités.

Nous présentons donc nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 6, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés annuels audités.

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. 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 – Mesure du rendement ». 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. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

Informations au prorata

De plus, depuis le quatrième trimestre de 2017, les rapports présentés au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources, sont au prorata. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent, aux porteurs de parts, une perspective que le principal décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées en fonction de la consolidation au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, amortissement des immobilisations corporelles, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- Les montants présentés dans les postes distincts sont obtenus en fonction du pourcentage global de notre intérêt économique et ne sont pas nécessairement représentatifs de notre droit à l'égard des actifs et des passifs ou des produits et des charges;
- Les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode pour calculer leurs résultats au prorata.

En raison de ces limites, notre information financière au prorata ne doit pas être considérée distinctement de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

Le résultat net sectoriel n'est pas une mesure utilisée par le principal décideur opérationnel pour analyser les résultats de l'entreprise et affecter les ressources. Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de ses états financiers ne porte pas atteinte aux droits d'Énergie Brookfield sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2017 ET 2016

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières **au prorata** pour les exercices clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	13 942	11 960	13 059	12 977	945 \$	819 \$	665 \$	548 \$	486 \$	367 \$	174 \$	128 \$
Brésil	3 426	3 078	3 874	3 761	243	187	178	130	148	97	1	(26)
Colombie	3 683	2 419	3 488	2 994	191	192	99	88	52	46	19	25
	21 051	17 457	20 421	19 732	1 379	1 198	942	766	686	510	194	127
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	1 765	1 421	2 019	1 780	161	151	119	115	74	74	26	47
Europe	490	571	513	605	46	56	26	32	15	18	(20)	(8)
Brésil	278	266	245	245	26	17	22	13	16	6	10	1
	2 533	2 258	2 777	2 630	233	224	167	160	105	98	16	40
Énergie solaire, accumulation et divers												
	384	507	53	-	67	58	39	31	21	19	(13)	1
Siège social												
	-	-	-	-	-	1	(6)	(15)	(231)	(208)	(253)	(233)
Total	23 968	20 222	23 251	22 362	1 679 \$	1 481 \$	1 142 \$	942 \$	581 \$	419 \$	(56) \$	(65) \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Production (GWh) – MLT	20 421	19 732
Production (GWh) – réelle	21 051	17 457
Produits	1 379 \$	1 198 \$
Autres produits	15	40
Coûts d'exploitation directs	(452)	(472)
BAIIA ajusté	942	766
Charge d'intérêts	(240)	(237)
Charge d'impôt exigible	(16)	(19)
Fonds provenant des activités	686 \$	510 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(389)	(400)
Impôts différé et autres	(103)	17
Résultat net	194 \$	127 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Amérique du Nord										
États-Unis	8 030	6 745	71 \$	74 \$	360 \$	284 \$	248 \$	165 \$	20 \$	32 \$
Canada	5 912	5 215	64	61	305	264	238	202	154	96
	13 942	11 960	68	68	665	548	486	367	174	128
Brésil	3 426	3 078	71	61	178	130	148	97	1	(26)
Colombie	3 683	2 419	52	79	99	88	52	46	19	25
Total	21 051	17 457	66 \$	69 \$	942 \$	766 \$	686 \$	510 \$	194 \$	127 \$

Les fonds provenant des activités ont atteint 686 millions \$, soit une augmentation de 35 % ou 176 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent qui s'explique surtout par l'amélioration des conditions hydrologiques en Amérique du Nord et en Colombie, les prix vigoureux sur le marché de l'énergie au Brésil et l'apport pour un exercice complet de nos activités en Colombie.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 67 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été en partie contrebalancée par une hausse de la charge d'impôt différé attribuable surtout à l'incidence de la réforme fiscale américaine.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 119 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent du fait principalement d'une hausse de 2,0 TWh (17 %) de la production attribuable aux fortes conditions hydrologiques, tout particulièrement au Canada et dans l'État de New York où les apports d'eau sont demeurés solides tout au long de l'exercice. Les produits moyens par MWh ont été comparables à ceux de l'exercice précédent, les avantages tirés des prix vigoureux sur le marché ayant été neutralisés par la dernière baisse des prix touchant notre centrale en Louisiane.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 46 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été contrebalancée en partie par une hausse de la charge d'impôt différé du fait surtout de la réforme fiscale américaine mentionnée auparavant.

Brésil

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 51 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, surtout en raison d'une augmentation des produits découlant d'une hausse globale de la production. Alors que les conditions hydrologiques au Brésil étaient inférieures à la moyenne à long terme, nos activités ont été favorisées par une hausse de 11 % de la production attribuable à l'apport d'un projet de développement d'une puissance de 25 MW mis en service au premier trimestre, et par un arrêt de 377 GWh survenu à l'une de nos centrales au cours de l'exercice précédent. Les produits moyens par MWh ont augmenté de 16 % en raison des prix vigoureux sur le marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 27 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent du fait de l'augmentation susmentionnée des fonds provenant des activités, en partie contrebalancée par une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles en raison de la croissance des actifs.

Colombie

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 6 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent, car l'année 2017 a bénéficié d'un exercice complet de participation en Colombie.

Les fonds provenant des activités pour des activités comparables ont été conformes à ceux de l'exercice précédent, l'augmentation de 6 % de la production par rapport à la moyenne à long terme ayant été neutralisée par les prix plus bas sur le marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 6 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'impôt différé ayant été touché par une réduction du taux d'imposition survenue au en 2016.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Production (GWh) – MLT	2 777	2 630
Production (GWh) – réelle	2 533	2 258
Produits	233 \$	224 \$
Coûts d'exploitation directs	(66)	(64)
BAIIA ajusté	167	160
Charge d'intérêts	(61)	(62)
Charge d'impôt exigible	(1)	-
Fonds provenant des activités	105 \$	98 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(121)	(122)
Impôts différé et autres	32	64
Résultat net	16 \$	40 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production Réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Amérique du Nord										
États-Unis	658	452	91 \$	119 \$	37 \$	35 \$	17 \$	21 \$	14 \$	(7) \$
Canada	1 107	969	91	100	82	80	57	53	12	54
	1 765	1 421	91	106	119	115	74	74	26	47
Europe	490	571	94	98	26	32	15	18	(20)	(8)
Brésil	278	266	94	64	22	13	16	6	10	1
Total	2 533	2 258	92 \$	99 \$	167 \$	160 \$	105 \$	98 \$	16 \$	40 \$

Les fonds provenant des activités ont atteint 105 millions \$, soit une augmentation de 7 % ou 7 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent qui s'explique surtout par la hausse de la production en Amérique du Nord et des prix relatifs à notre portefeuille éolien au Brésil, en partie contrebalancée par l'incidence de la vente d'un portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW en Irlande au cours de 2017.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 24 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été contrebalancée par des pertes de couverture latentes découlant de notre programme de couverture de change en cours en Europe.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités ont été comparables à ceux de l'exercice précédent, la hausse de 24 % de la production attribuable aux solides ressources éoliennes au Canada et l'apport provenant de la participation dans TerraForm Power ayant été contrebalancés par une diminution de 14 % des produits moyens par MWh. Les produits moyens par MWh ont diminué puisque l'exercice précédent comptait sur un règlement de 6 millions \$ pour la perte de produits découlant des conséquences entraînées par le sillage à l'une de nos installations aux États-Unis.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 21 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la charge d'amortissement liée à la participation dans TerraForm Power.

Europe

Compte tenu d'un ajustement lié à la vente du portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW au premier trimestre de 2017, les fonds provenant des activités se sont chiffrés à 15 millions \$, soit une augmentation de 4 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de l'acquisition et du développement d'une puissance additionnelle de 50 MW au cours de l'exercice. La production des actifs existants a été légèrement inférieure à celle de l'exercice précédent du fait de la baisse des ressources éoliennes.

La production et les fonds provenant des activités ont diminué respectivement de 106 GWh et 7 millions \$ en raison de la vente de l'actif susmentionné.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est chiffrée à 20 millions \$, en baisse de 12 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent du fait des pertes de couverture latentes découlant de notre programme de couverture du change en cours.

Brésil

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités au Brésil se sont fixés à 16 millions \$, comparativement à 6 millions \$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par une hausse de 5 % de la production en raison de ressources éoliennes supérieures à la moyenne et par une augmentation de 47 % des produits moyens par MWh du fait des prix vigoureux sur le marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 9 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de l'augmentation déjà mentionnée des fonds provenant des activités.

ÉNERGIE SOLAIRE, ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur énergie solaire, accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Production (GWh) – MLT	53	-
Production (GWh) – réelle	384	507
Produits	67 \$	58 \$
Autres produits	6	(1)
Coûts d'exploitation directs	(34)	(26)
BAlIA ajusté	39	31
Charge d'intérêts	(17)	(12)
Charge d'impôt exigible	(1)	-
Fonds provenant des activités	21 \$	19 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(29)	(18)
Impôts différé et autres	(5)	-
Résultat net	(13) \$	1 \$

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation par pompage ont atteint 17 millions \$, soit une augmentation de 14 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent qui s'explique surtout par l'ajout de la centrale de First Hydro et l'amélioration du rendement de notre centrale en Nouvelle-Angleterre.

L'exploitation de nos activités d'énergie solaire est conforme à nos attentes compte tenu de l'acquisition de TerraForm Power réalisée au cours du quatrième trimestre.

En 2016, notre actif de cogénération en Ontario a été favorisé par un règlement à l'égard de l'indexation des prix de l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité, lequel s'est traduit par un apport de 18 millions \$ aux fonds provenant des activités.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 14 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités ayant été neutralisée par un amortissement additionnel des immobilisations corporelles en raison de la croissance de nos portefeuilles et la charge d'impôt différé attribuable à la réforme fiscale américaine.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos le 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Produits	- \$	1 \$
Autres produits	19	8
Coûts d'exploitation directs	(25)	(24)
BAIIA ajusté	(6)	(15)
Coûts de service de gestion	(82)	(62)
Charge d'intérêts	(89)	(91)
Distributions sur les parts de société en commandite privilégiées et les actions privilégiées	(54)	(40)
Fonds provenant des activités	(231) \$	(208) \$
Impôts différé et autres	(22)	(25)
Perte nette	(253) \$	(233) \$

Les profits réalisés sur nos positions restreintes dans les sociétés TerraForm ont représenté un apport de 15 millions \$ aux autres produits.

L'augmentation des coûts de service de gestion est principalement attribuable à la hausse du prix des parts de société en commandite par rapport à celui de l'exercice précédent.

Les distributions sur les parts de société en commandite privilégiées et les actions privilégiées se sont améliorées de 14 millions \$ par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un capital de 250 millions \$ CA (190 millions \$) réalisée au premier trimestre de 2017.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2016 ET 2015

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières **au prorata** pour les exercices clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	11 960	11 532	12 977	12 749	819 \$	819 \$	548 \$	557 \$	367 \$	373 \$	128 \$	206 \$
Brésil	3 078	3 158	3 761	3 447	187	203	130	164	97	136	(26)	20
Colombie	2 419	-	2 994	-	192	-	88	-	46	-	25	-
	17 457	14 690	19 732	16 196	1 198	1 022	766	721	510	509	127	226
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	1 421	1 437	1 780	1 778	151	150	115	124	74	76	47	(19)
Europe	571	615	605	591	56	56	32	44	18	32	(8)	1
Brésil	266	186	245	184	17	9	13	8	6	5	1	1
	2 258	2 238	2 630	2 553	224	215	160	176	98	113	40	(17)
Accumulation et divers	507	734	-	-	58	59	31	28	19	23	1	6
Siège social	-	-	-	-	1	-	(15)	(18)	(208)	(178)	(233)	(212)
Total	20 222	17 662	22 362	18 749	1 481 \$	1 296 \$	942 \$	907 \$	419 \$	467 \$	(65) \$	3 \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Production (GWh) – MLT	19 732	16 196
Production (GWh) – réelle	17 457	14 690
Produits	1 198 \$	1 022 \$
Autres produits	40	51
Coûts d'exploitation directs	(472)	(352)
BAlIA ajusté	766	721
Charge d'intérêts	(237)	(197)
Charge d'impôt exigible	(19)	(15)
Fonds provenant des activités	510 \$	509 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(400)	(331)
Impôts différé et autres	17	48
Résultat net	127 \$	226 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production Réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Amérique du Nord										
États-Unis	6 745	6 839	74 \$	75 \$	284 \$	305 \$	165 \$	183 \$	32 \$	94 \$
Canada	5 215	4 693	61	66	264	252	202	190	96	112
	11 960	11 532	68	71	548	557	367	373	128	206
Brésil	3 078	3 158	61	64	130	164	97	136	(26)	20
Colombie	2 419	-	79	-	88	-	46	-	25	-
Total	17 457	14 690	69 \$	70 \$	766 \$	721 \$	510 \$	509 \$	127 \$	226 \$

Les fonds provenant des activités avaient atteint 510 millions \$, soit une augmentation de 1 million \$ en regard de l'exercice précédent, l'acquisition de nos activités en Colombie et une production plus élevée de nos activités en Amérique du Nord ayant été neutralisées par une baisse des prix réalisés en Amérique du Nord et au Brésil et les règlements consentis à nos activités au Brésil en 2015.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 99 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la charge d'amortissement liée à la croissance de nos actifs.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités avaient diminué de 6 millions \$, car une augmentation de 4 % de la production attribuable aux acquisitions et une amélioration des conditions hydrologiques de nos centrales avaient été plus que neutralisées par une diminution de 3 \$ des produits moyens par MWh. L'apport de notre portefeuille en Pennsylvanie, que nous avons acquis en 2016, avait représenté 150 GWh au prorata et des fonds provenant des activités de 4 millions \$.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait diminué de 78 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, du fait de la hausse de la charge d'amortissement liée à la croissance de nos actifs.

Brésil

Les fonds provenant des activités avaient diminué de 39 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La croissance du portefeuille avait ajouté 343 GWh et 11 millions \$ aux fonds provenant des activités. Un arrêt imprévu de 377 GWh à l'une de nos centrales et une baisse de 5 % des produits moyens par MWh, avaient eu une incidence globale négative combinée de 23 millions \$ sur les fonds provenant des activités. En 2015, nous avons tiré parti d'un règlement financier lié au retard de l'achèvement d'une centrale hydroélectrique et reçu une indemnisation après que nous avons décidé de ne pas renouveler les accords de concession échus de deux centrales. Ensemble, ces éléments avaient représenté 27 millions \$.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts avait reculé de 46 millions \$ en raison surtout de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Colombie

L'ajout du portefeuille hydroélectrique au premier trimestre de 2016 avait représenté un apport aux fonds provenant des activités et au résultat net attribuable aux porteurs de parts de respectivement 46 millions \$ et 25 millions \$. Dans l'ensemble, le rendement du portefeuille avait été conforme aux attentes.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Production (GWh) – MLT	2 630	2 258
Production (GWh) – réelle	2 258	2 238
Produits	224 \$	215 \$
Autres produits	-	20
Coûts d'exploitation directs	(64)	(59)
BAIIA ajusté	160	176
Charge d'intérêts	(62)	(63)
Fonds provenant des activités	98 \$	113 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(122)	(119)
Impôts différé et autres	64	(11)
Résultat net	40 \$	(17) \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production Réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Amérique du Nord										
États-Unis	452	421	119 \$	107 \$	35 \$	40 \$	21 \$	20 \$	(7) \$	(19) \$
Canada	969	1 016	100	103	80	84	53	56	54	-
	1 421	1 437	106	104	115	124	74	76	47	(19)
Europe	571	615	98	91	32	44	18	32	(8)	1
Brésil	266	186	64	48	13	8	6	5	1	1
Total	2 258	2 238	99 \$	96 \$	160 \$	176 \$	98 \$	113 \$	40 \$	(17) \$

Les fonds provenant des activités avaient atteint 98 millions \$, soit une diminution de 13 % ou 15 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent. Bien que la production et les produits moyens par MWh aient augmenté par rapport à ceux de l'exercice précédent, cette augmentation avait été plus que neutralisée par un profit de 12 millions \$ à la vente d'une centrale éolienne en Californie et des profits de 8 millions \$ réalisés grâce à notre programme de couverture du risque de change en vigueur en Europe, le tout ayant favorisé l'exercice 2015.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 57 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison surtout de l'avantage représenté par un recouvrement d'impôt différé pour nos activités entreprises en Amérique du Nord.

Amérique du Nord

Compte tenu d'un ajustement lié à la vente de notre centrale éolienne d'une puissance de 102 MW en Californie qui a été vendue au troisième trimestre de 2015, les fonds provenant des activités avaient augmenté de 11 millions \$. L'augmentation est principalement attribuable à une hausse de la production

et à une baisse des intérêts découlant de l'amortissement de la dette à l'égard des projets. En outre, l'exercice 2016 a tiré parti d'un règlement de 6 millions \$ en raison de la perte de produits liée aux conséquences entraînées par le sillage touchant l'une de nos centrales aux États-Unis.

Par suite de la vente d'actifs, la production et les fonds provenant des activités avaient diminué de respectivement 27 GWh et 1 million \$. En outre, l'exercice 2015 avait été favorisé également par un profit de 12 millions \$ à la vente de ces actifs.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 66 millions \$ par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison surtout de l'avantage tiré d'un recouvrement d'impôt différé.

Europe

Les fonds provenant des activités s'étaient chiffrés à 18 millions \$, une diminution de 14 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La production avait été inférieure de 7 % en regard de celle de l'exercice précédent en raison de ressources éoliennes plus faibles et d'un arrêt planifié à l'une de nos centrales. En outre, en 2015, nous avons tiré parti d'un profit de 8 millions \$ réalisé grâce à notre programme de couverture du risque de change en vigueur.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a diminué de 9 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent, du fait surtout de la diminution des fonds provenant des activités susmentionnée.

Brésil

Les fonds provenant des activités avaient augmenté de 1 million \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La production au Brésil avait été supérieure à la moyenne à long terme et à celle de l'exercice précédent en raison de l'amélioration du régime des vents et de l'apport attribuable à la production pour un exercice complet des centrales acquises.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts de 1 million \$ avait été comparable à celui de l'exercice précédent.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Production (GWh) – réelle	507	734
Produits	58 \$	59 \$
Autres produits	(1)	-
Coûts d'exploitation directs	(26)	(31)
BAIIA ajusté	31	28
Charge d'intérêts	(12)	(5)
Fonds provenant des activités	19 \$	23 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(18)	(12)
Impôts différé et autres	-	(5)
Résultat net	1 \$	6 \$

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation par pompage avaient diminué de 13 millions \$ en regard de ceux de l'exercice précédent en raison de la morosité du marché.

Les fonds provenant des activités des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil avaient augmenté de 10 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La production avait diminué en raison de la disponibilité limitée des centrales de

cogénération attribuable à la faiblesse des prix du gaz naturel, ce qui avait entraîné une diminution de 8 millions \$ des fonds provenant des activités. Cette diminution avait été plus que compensée par un règlement de 18 millions \$ à l'égard de l'indexation des prix de l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité relatif à notre centrale de cogénération en Ontario.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait reculé de 5 millions \$ en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée auparavant.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos le 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2016	2015
Produits	1 \$	- \$
Autres produits	8	5
Coûts d'exploitation directs	(24)	(23)
BAlIA ajusté	(15)	(18)
Coûts de service de gestion	(62)	(48)
Charge d'intérêts	(91)	(81)
Distributions sur les parts de société en commandite privilégiées et les actions privilégiées	(40)	(31)
Fonds provenant des activités	(208) \$	(178) \$
Impôts différé et autres	(25)	(34)
Perte nette	(233) \$	(212) \$

L'augmentation des coûts de service de gestion était principalement attribuable à la hausse du prix des parts de société en commandite au cours de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts avait augmenté en raison de l'émission de billets à moyen terme d'un capital de 500 millions \$ CA (383 millions \$) au troisième trimestre de 2016.

L'augmentation de 9 millions \$ des distributions sur les parts de société en commandite privilégiées et les actions privilégiées, en regard de celles de l'exercice précédent, était attribuable à l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un capital de 200 millions \$ CA (152 millions \$) réalisée au deuxième trimestre de 2016.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts									Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Énergie solaire, accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	945	191	243	161	46	26	67	-	1 679	(74)	1 020	2 625
Autres produits	1	2	12	-	-	-	6	19	40	(11)	18	47
Coûts d'exploitation directs	(281)	(94)	(77)	(42)	(20)	(4)	(34)	(25)	(577)	28	(429)	(978)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	57
BAIIA ajusté	665	99	178	119	26	22	39	(6)	1 142	-	609	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)	-	-	(82)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(180)	(42)	(18)	(45)	(10)	(6)	(17)	(89)	(407)	21	(246)	(632)
Impôt exigible	1	(5)	(12)	-	(1)	-	(1)	-	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(28)	(28)	-	-	(28)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	-	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(341)	(341)
Fonds provenant des activités	486	52	148	74	15	16	21	(231)	581	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	(68)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	486	52	148	74	15	16	21	(231)	513	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(222)	(26)	(141)	(89)	(24)	(8)	(29)	-	(539)	22	(265)	(782)
Perte latente sur les instruments financiers	(3)	(3)	-	(1)	(12)	-	-	(10)	(29)	1	(5)	(33)
Charge d'impôt différé	(67)	(10)	2	45	6	-	1	(3)	(26)	(3)	(20)	(49)
Divers	(20)	6	(8)	(3)	(5)	2	(6)	(9)	(43)	13	2	(28)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	288
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	174	19	1	26	(20)	10	(13)	(253)	(56)	-	-	(56)

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 53 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

³⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts							Accumulation et divers	Siège social	Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	819	192	187	151	56	17	58	1	1 481	(37)	1 008	2 452	
Autres produits	24	3	13	-	-	-	(1)	8	47	-	17	64	
Coûts d'exploitation directs	(295)	(107)	(70)	(36)	(24)	(4)	(26)	(24)	(586)	16	(468)	(1 038)	
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21	
BAIIA ajusté	548	88	130	115	32	13	31	(15)	942	-	557		
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)	-	-	(62)	
Charge d'intérêts sur les emprunts	(177)	(36)	(24)	(41)	(14)	(7)	(12)	(91)	(402)	12	(216)	(606)	
Impôt exigible	(4)	(6)	(9)	-	-	-	-	-	(19)	-	(25)	(44)	
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	-	(15)	
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)	
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)	
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(316)	(316)	
Fonds provenant des activités	367	46	97	74	18	6	19	(208)	419	-	-		
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	(67)	-	-		
Fonds provenant des activités ajustés	367	46	97	74	18	6	19	(208)	352	-	-		
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	67	-	-		
Amortissement des immobilisations corporelles	(244)	(31)	(125)	(80)	(38)	(4)	(18)	-	(540)	11	(252)	(781)	
Perte latente sur les instruments financiers	1	-	-	-	-	-	2	(6)	(3)	(2)	1	(4)	
Charge d'impôt différé	31	6	7	49	6	-	-	(21)	78	-	19	97	
Divers	(27)	4	(5)	4	6	(1)	(2)	2	(19)	-	(19)	(38)	
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251	251	
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	128	25	(26)	47	(8)	1	1	(233)	(65)	-	-	(65)	

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de néant comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 65 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

³⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts							Siège social	Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Énergie solaire et divers					
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	819	-	203	150	56	9	59	-	1 296	(44)	376	1 628
Autres produits	23	-	28	12	8	-	-	5	76	-	46	122
Coûts d'exploitation directs	(285)	-	(67)	(38)	(20)	(1)	(31)	(23)	(465)	18	(105)	(552)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26	-	26
BAIIA ajusté	557	-	164	124	44	8	28	(18)	907	-	317	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(48)	(48)	-	-	(48)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(179)	-	(18)	(48)	(12)	(3)	(5)	(81)	(346)	6	(89)	(429)
Impôt exigible	(5)	-	(10)	-	-	-	-	-	(15)	-	(3)	(18)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-	(1)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(30)	(30)	-	-	(30)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(225)	(225)
Fonds provenant des activités	373	-	136	76	32	5	23	(178)	467	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	(60)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	373	-	136	76	32	5	23	(178)	407	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	60	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(218)	-	(113)	(83)	(32)	(4)	(12)	-	(462)	9	(161)	(614)
Perte latente sur les instruments financiers	1	-	-	2	-	-	(1)	(15)	(13)	1	3	(9)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	36	-	4	16	2	-	-	20	78	-	2	80
Divers	14	-	(8)	(30)	(1)	-	(4)	(39)	(67)	-	-	(67)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	(10)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156	156
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	206	-	20	(19)	1	1	6	(212)	3	-	-	3

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 10 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 69 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

³⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts								Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Énergie solaire, accumulation et divers	Siège social				
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	217	51	64	53	12	7	26	-	430	(39)	266	657
Autres produits	-	-	2	-	-	-	6	18	26	(10)	6	22
Coûts d'exploitation directs	(73)	(25)	(23)	(16)	(5)	(1)	(10)	(8)	(161)	13	(114)	(262)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	-	36
BAIIA ajusté	144	26	43	37	7	6	22	10	295	-	158	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(24)	(24)	-	-	(24)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(10)	(6)	(15)	(1)	(1)	(8)	(23)	(108)	12	(59)	(155)
Impôt exigible	-	(2)	(4)	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)	(12)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(93)	(93)
Fonds provenant des activités	100	14	33	22	6	5	14	(51)	143	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(2)	(36)	(28)	(8)	(2)	(10)	-	(143)	13	(52)	(182)
Profit latent sur les instruments financiers	(2)	-	-	-	5	-	(1)	1	3	1	3	7
Charge d'impôt différé	(62)	(1)	(1)	32	1	-	1	(2)	(32)	(3)	3	(32)
Divers	(7)	(4)	(2)	(4)	(13)	-	(10)	2	(38)	14	(23)	(47)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25)	-	(25)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	69
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(28)	7	(6)	22	(9)	3	(6)	(50)	(67)	-	-	(67)

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 :

	Attribuable aux porteurs de parts								Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	162	56	46	38	15	5	10	1	333	(9)	247	571
Autres produits	-	-	3	-	-	-	-	1	4	-	5	9
Coûts d'exploitation directs	(71)	(28)	(16)	(9)	(7)	(1)	(8)	(8)	(148)	5	(115)	(258)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
BAIIA ajusté	91	28	33	29	8	4	2	(6)	189	-	137	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(10)	(5)	(10)	(5)	(2)	(3)	(23)	(102)	3	(60)	(159)
Impôt exigible	-	(5)	(2)	-	-	-	-	-	(7)	-	(17)	(24)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)	-	-	(4)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	-	(6)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	(3)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60)	(60)
Fonds provenant des activités	47	13	26	19	3	2	(1)	(55)	54	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(63)	(9)	(33)	(20)	(13)	(1)	(5)	-	(144)	3	(47)	(188)
Profit latent sur les instruments financiers	1	-	-	-	-	-	1	2	4	(1)	(1)	2
Recouvrement d'impôt différé	13	12	4	49	1	-	-	(28)	51	-	44	95
Divers	(19)	(1)	(1)	(3)	8	-	(4)	8	(12)	-	(20)	(32)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24	24
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(21)	15	(4)	45	(1)	1	(9)	(73)	(47)	-	-	(47)

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités par part et le BAIIA ajusté, toutes des mesures financières non conformes aux IFRS, pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	2015	Par part						
				2014	2013	2017	2016	2015	2014	2013
Perte nette attribuable aux éléments suivants :										
Capitaux propres des commanditaires	(32) \$	(36) \$	2 \$	58 \$	69 \$	(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$	0,22 \$	0,27 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	(1) \$	- \$	- \$	1 \$	1 \$	-	-	-	- \$	- \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(23)	(29)	1	55	67 \$	-	-	-	0,20 \$	0,25 \$
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(56) \$	(65) \$	3 \$	114 \$	137 \$	(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$	0,42 \$	0,52 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	539	540	462	456	481	1,76	1,87	1,68	1,68	1,81
Perte latente sur les instruments financiers	29	3	13	2	(30)	0,09	0,01	0,05	0,01	(0,11)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	26	(78)	(78)	(29)	(18)	0,09	(0,27)	(0,28)	(0,11)	(0,07)
Divers	43	19	67	17	24	0,14	0,07	0,23	0,07	0,09
Fonds provenant des activités	581 \$	419 \$	467 \$	560 \$	594 \$	1,90 \$	1,45 \$	1,69 \$	2,07 \$	2,24 \$
Dépenses d'investissement de maintien ajustées	(68)	(67)	(60)	(58)	(56)					
Fonds provenant des activités ajustés	513	352	407	502	538					
Dépenses d'investissement de maintien ajustées	68	67	60	58	56					
Distributions attribuables aux éléments suivants :										
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	28	15	1	-	-					
Actions privilégiées	26	25	30	38	37					
Impôt exigible	18	19	15	6	17					
Charge d'intérêts – emprunts	407	402	346	353	366					
Coûts de service de gestion	82	62	48	51	41					
BAIIA ajusté au prorata	1 142	942	907	1 008	1 055					
Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	609	557	317	211	156					
BAIIA ajusté consolidé	1 751	1 499	1 224	1 219	1 211					
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹						305,77	288,69	275,64	271,08	265,25

¹⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part, deux mesures financières non conformes aux IFRS, pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	Par part	
			2017	2016
Perte nette attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	(38) \$	(26) \$	(0,22) \$	(0,16) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	(1)	-	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(28)	(21)	-	-
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(67) \$	(47) \$	(0,22) \$	(0,16) \$
Amortissement des immobilisations corporelles	143	144	0,46	0,48
Profit latent sur les instruments financiers	(3)	(4)	(0,01)	(0,01)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	32	(51)	0,10	(0,17)
Divers	38	12	0,13	0,04
Fonds provenant des activités	143 \$	54 \$	0,46 \$	0,18 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹⁾			312,63	299,06

¹⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

PROFIL DES CONTRATS

Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin de fournir une forte prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement aux changements climatiques, 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.

Au Brésil et en Colombie, nous prévoyons aussi que les prix de l'électricité continueront d'être favorisés par le besoin de construire de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen ou long terme pour répondre à la demande grandissante. Sur ces marchés, la négociation de contrats d'électricité représente actuellement le seul mécanisme d'achat et de vente d'électricité. Par conséquent, nous nous attendons à obtenir des prix plus élevés lorsque nous renégocierons à moyen terme.

Le tableau suivant présente les contrats que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord, en Europe et dans certains autres pays, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte du Brésil et de la Colombie où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil

des contrats s'élève à respectivement 90 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir.

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE	2018	2019	2020	2021	2022
Production (GWh)					
Production visée par contrat¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	7 126	7 011	6 306	6 099	4 791
Canada	5 051	5 051	3 584	3 091	3 045
	12 177	12 062	9 890	9 190	7 836
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 316	1 302	1 261	1 226	1 214
Canada	1 197	1 197	1 197	1 197	1 197
	2 513	2 499	2 458	2 423	2 411
Europe	458	458	404	397	391
Divers ³	127	127	127	127	127
	3 098	3 084	2 989	2 947	2 929
Énergie solaire	456	456	456	456	456
Production visée par contrat au prorata	15 731	15 602	13 335	12 593	11 221
Production non visée par contrat au prorata	1 438	1 567	3 834	4 576	5 948
Moyenne à long terme au prorata	17 169	17 169	17 169	17 169	17 169
Participations ne donnant pas le contrôle	12 768	12 768	12 768	12 768	12 768
Moyenne à long terme totale	29 937	29 937	29 937	29 937	29 937
Production visée par contrat – au 31 décembre 2017					
% de la production totale au prorata	92 %	91 %	78 %	73 %	65 %
Prix par MWh – production totale au prorata	75 \$	76 \$	81 \$	82 \$	88 \$

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 de 2018 à 2022, l'apport au prorata des actifs en cours de construction qui répondent aux conditions précitées est de 38 GWh.

²⁾ Comprend la production de 820 GWh pour 2018 et de 705 GWh pour 2019 garantie par des contrats financiers.

³⁾ Comprend la production de la Chine, de l'Inde, de la Malaisie, de la Thaïlande, de l'Afrique du Sud et de l'Uruguay.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée du portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord s'élève à 20 ans (au prorata). Au cours des cinq prochains exercices, cinq contrats relatifs à nos centrales hydroélectriques viendront à échéance, soit un en 2020, deux en 2021 et deux en 2022, d'une moyenne annuelle à long terme (au prorata) de respectivement 1 467 GWh, 850 GWh et 1 271 GWh. Nous prévoyons renouveler les contrats arrivés à échéance aux mêmes taux ou à des taux supérieurs à ceux déjà établis dans ces contrats. Les prix établis dans la majorité des contrats arrivés à échéance sont comparables aux prix actuels sur le marché libre.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des portefeuilles au Brésil et en Colombie s'établit respectivement à 8 ans et 2 ans (au prorata). Nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non contractuelle de manière à atténuer le risque hydrologique.

Le portefeuille éolien en Europe a une durée résiduelle moyenne pondérée de 9 ans (au prorata).

Dans les autres pays, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée est de 18 ans (au prorata).

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. La répartition au prorata de la production visée par contrat aux termes de contrats d'achat d'électricité se compose de Brookfield (42 %), d'organismes publics d'électricité (21 %), de sociétés de distribution (18 %) et d'utilisateurs industriels (19 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Structure du capital

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Facilités de crédit ¹	887 \$	673 \$
Emprunts de la société mère ²	1 665	1 556
Emprunts des filiales ^{3, 4}	8 774	7 953
Dette à long terme	11 326	10 182
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 411	3 652
Capitaux propres	14 282	12 672
Total de la structure du capital	29 019 \$	26 506 \$
Ratio d'endettement	39 %	38 %

¹⁾ Comprennent un montant de 685 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit contractées par la société mère non assorties d'une sûreté générale, mais garanties par Énergie Brookfield, et un montant de 202 millions \$ emprunté sur une facilité de crédit-relais soutenue par un fonds privé détenu Brookfield.

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

³⁾ Emprunts sans recours garantis par les actifs de certaines filiales d'Énergie Brookfield.

⁴⁾ Déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au bilan de TerraForm Global qui, aux termes de l'acte de fiducie, ne sont pas disponibles aux fins de distribution.

Les emprunts effectués sur les facilités de crédit ont augmenté de 214 millions \$ depuis le 31 décembre 2016, pour atteindre 887 millions \$. L'augmentation est principalement attribuable aux emprunts associés à l'acquisition de TerraForm Global. L'emprunt sur la facilité de crédit-relais soutenue par un fonds privé détenu par Brookfield, qui vient à échéance en 2019, devrait être remboursé en 2018.

Le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017 a entraîné une augmentation de 109 millions \$ des emprunts de la société mère depuis le 31 décembre 2016.

Liquidités disponibles

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie consolidés ¹	359 \$	223 \$
Moins : Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(191)	(135)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	168	88
Titres disponibles à la vente	159	136
Facilités de crédit		
Facilités de crédit autorisées	2 090	1 890
Emprunts effectués sur les facilités de crédit ²	(685)	(673)
Lettres de crédit émises	(193)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 212	967
Liquidités disponibles	1 539 \$	1 191 \$

¹⁾ Déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au bilan de TerraForm Global qui, aux termes de l'acte de fiducie, ne sont pas disponibles aux fins de distribution.

²⁾ Comprennent un montant de 685 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit contractées par la société mère non assorties d'une sûreté générale, mais garanties par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 202 millions \$ emprunté sur une facilité de crédit-relais soutenue par un fonds privé détenu par Brookfield.

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, la capacité d'emprunt des filiales et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

Facilités de crédit et emprunts des filiales

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, nous avons réalisé les activités de financement suivantes :

- Prolongation d'un an, jusqu'en juin 2022, de l'échéance de la facilité de crédit de la société mère d'un montant de 1,6 milliard \$;
- Augmentation de 200 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable non garantie consentie par Brookfield Asset Management, pour la faire passer à 400 millions \$;
- Financement d'emprunts à long terme de 3,1 milliards \$ à un taux d'intérêt moyen de 4,5 %, ce qui a permis de réduire notre exposition proportionnelle aux taux d'intérêt variables à 13 % et de prolonger à 10 ans la durée moyenne proportionnelle jusqu'à l'échéance.

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 :

	2017			2016		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Moyenne pondérée	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Moyenne pondérée
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère	4,5	6,4	1 670 \$	4,5	7,4	1 562 \$
Facilités de crédit	2,6	4,5	887	1,9	4,5	673
Emprunts des filiales au prorata						
Hydroélectricité	6,1	10,5	3 741	6,5	8,6	3 640
Énergie éolienne	5,1	11,3	1 286	4,8	12,8	1 030
Énergie solaire, accumulation et divers	5,7	9,2	733	5,1	9,6	217
	5,8	10,5	5 760	6,1	9,5	4 887
Total de la dette au prorata			8 317 \$			7 122 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(47)			(45)
Quote-part d'Énergie Brookfield			8 270			7 077
Financements ultérieurs ¹			(33)			-
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(834)			(233)
Participations ne donnant pas le contrôle			4 363			3 338
Selon les états financiers en IFRS			11 766 \$			10 182 \$

¹⁾ Ajustés pour tenir compte des initiatives de financement qui ont été clôturées après la fin de l'exercice et qui sont associées à une centrale hydroélectrique et une centrale d'accumulation.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés, du calendrier d'amortissement et des intérêts à payer au prorata au 31 décembre 2017 :

(EN MILLIONS)	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société mère et facilités de crédit	159	202	377	-	984	835	2 557 \$
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité ¹	104	145	396	237	215	2 644	3 741
Énergie éolienne	77	75	79	84	122	849	1 286
Énergie solaire, accumulation et divers ¹	14	16	15	85	51	552	733
	195	236	490	406	388	4 045	5 760
Total	354	438	867	406	1 372	4 880	8 317 \$
Intérêts à payer²							
Emprunts de la société mère et facilités de crédit	95	85	85	66	58	192	581 \$
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité ¹	225	216	200	169	154	796	1 760
Énergie éolienne	61	54	51	47	43	178	434
Énergie solaire, accumulation et divers ¹	44	39	39	38	30	136	326
	330	309	290	254	227	1 110	2 520
Total	425	394	375	320	285	1 302	3 101 \$

¹⁾ Ajustés pour tenir compte des initiatives de financement qui ont été clôturées après la fin de l'exercice et qui sont associées à une centrale hydroélectrique et une centrale d'accumulation.

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

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas que la négociation de nos emprunts jusqu'en 2022 à des conditions acceptables soulève des problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

Notre seule échéance à court terme vise des billets à moyen terme de série 3 d'un capital de 200 millions \$ CA (159 millions \$) dont l'échéance est en novembre 2018.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs, ayant contracté des financements liés à des projets, qui étaient en défaut avant l'acquisition affichant un solde de capital de 342 millions \$ et venant à échéance en 2031. Au 31 décembre 2017, les emprunts ne respectaient pas certaines clauses restrictives du fait de la faillite de SunEdison, ainsi qu'en raison d'enjeux avec les entrepreneurs dans le cadre du contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Au 31 décembre 2017, le solde des emprunts a été classé comme courant dans les états financiers selon les IFRS. Énergie Brookfield travaille actuellement avec tous les prêteurs pour remédier à ces enjeux et lever les restrictions relatives aux projets. Puisque nous prévoyons une issue favorable, nous avons présenté ces emprunts en vertu de leur date d'échéance d'origine dans le tableau des échéances ci-dessus. Hormis les manquements susmentionnés, au 31 décembre 2017, Énergie Brookfield a respecté toutes les clauses restrictives financières importantes.

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

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	2017	2016	2017	2016
Emprunts de la société mère	6,4	7,4	4,5	4,5
Facilités de crédit	4,5	4,5	2,6	1,9
Emprunts des filiales ¹	10,5	9,5	5,8	6,1

¹⁾ Ajustés pour tenir compte des initiatives de financement qui ont été clôturées après la fin de l'exercice et qui sont associées à une centrale hydroélectrique et une centrale d'accumulation.

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)	2017	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	928 \$	632 \$	588 \$
Activités de financement	(27)	2 709	(33)
Activités d'investissement	(328)	(3 191)	(623)
Profit de change sur la trésorerie	3	10	(19)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	576 \$	160 \$	(87) \$

Au 31 décembre 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 799 millions \$, ce qui constitue une hausse de 576 millions \$ depuis le 31 décembre 2016.

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2017 se sont établis à 928 millions \$, ce qui constitue une augmentation de 296 millions \$ ou 47 % par rapport à 2016. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse de 162 millions \$ des fonds provenant des activités grâce au retour à des conditions hydrologiques normales, à l'avancement de nos initiatives internes et à l'apport des nouvelles acquisitions. L'incidence de la variation nette des soldes du fonds de roulement est présentée dans le tableau ci-après.

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

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)	2017	2016	2015
Créances clients et autres actifs courants	(40) \$	30 \$	(72) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	32	(160)	2
Autres actifs et passifs	(17)	(7)	8
	(25) \$	(137) \$	(62) \$

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 27 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. La composante emprunts de la dette à long terme, nette des remboursements, totalisant 267 millions \$ était liée à la croissance de notre portefeuille et aux initiatives de financement liées à nos projets. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation sont attribuables à la croissance de notre portefeuille grâce à nos partenaires institutionnels et ont totalisé 294 millions \$. Afin de financer la croissance de notre portefeuille, les activités sur les marchés financiers ont entraîné l'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées, pour un produit net de 598 millions \$. Les distributions de 539 millions \$ versées aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation s'expliquent essentiellement par la hausse des dividendes versés par nos activités en Colombie et la vente de notre portefeuille éolien en Irlande.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables se sont élevées à 591 millions \$ (522 millions \$ en 2016 et 461 millions \$ en 2015). Nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,87 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 9 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2017. 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 590 millions \$ (156 millions \$ en 2016 et 239 millions \$ en 2015).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie provenant des activités de financement s'étaient 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 comprenait 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 \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP s'étaient 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 s'étaient élevées à 156 millions \$ (239 millions \$ en 2015 et 188 millions \$ en 2014).

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement ont totalisé 328 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'acquisition de TerraForm Global et d'un portefeuille de centrales d'accumulation en Europe a totalisé 62 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement continu dans le développement d'actifs de production d'électricité a atteint 217 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 138 millions \$. Le produit découlant de la vente de la centrale éolienne en Irlande s'est élevé à 150 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'étaient 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'était établi à 2 769 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement dans le développement d'actifs de production d'électricité avait atteint 251 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 118 millions \$. Notre placement dans des titres disponibles à la vente s'était établi à 60 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	2017	2016
Actions privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	31 035 967	33 921 463
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	-	(2 885 496)
Solde à la fin de l'exercice	31 035 967	31 035 967
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	17 885 496	7 000 000
Émission de parts de société en commandite privilégiées ¹	10 000 000	8 000 000
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	-	2 885 496
Solde à la fin de l'exercice	27 885 496	17 885 496
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	166 839 324	143 188 170
Émission de parts de société en commandite	13 247 000	23 352 208
Régime de réinvestissement des distributions	302 037	298 946
Solde à la fin de l'exercice	180 388 361	166 839 324
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ²	310 046 984	296 497 947

¹⁾ Après la fin de l'exercice considéré, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de série 13. Se reporter à la « PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes – Événements postérieurs à la date de clôture »

²⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les 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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Actions privilégiées de catégorie A	26 \$	25 \$	30 \$	25 \$	25 \$	31 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	28 \$	15 \$	1 \$	26 \$	12 \$	- \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	539 \$	119 \$	208 \$	539 \$	119 \$	208 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	35 \$	24 \$	12 \$	34 \$	23 \$	12 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	243 \$	232 \$	217 \$	242 \$	230 \$	216 \$
Parts de société en commandite	328 \$	281 \$	239 \$	315 \$	269 \$	233 \$

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

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation	Distribution annuelle	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
Février 2018	0,09 \$	1,96 \$	Mars 2018

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 26, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

- *Engagements* – Ententes relatives à l'utilisation de l'eau, de terrains et de barrages, et contrats et modalités relatifs aux acquisitions confirmées de portefeuilles d'exploitation et de projets de développement;
- *Éventualités* – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit;
- *Garanties* – Nature de toutes les promesses d'indemnisation.

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

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)

	2017	2016	2015	2014	2013
Information sur l'exploitation :					
Puissance (MW)	16 369	10 731	7 284	6 707	5 849
Production totale (GWh)					
Production moyenne à long terme	42 334	38 982	24 467	22 315	20 303
Production réelle	43 385	34 071	23 332	22 548	22 222
Production au prorata (GWh)					
Production moyenne à long terme	23 251	22 362	18 749	17 942	17 050
Production réelle	23 968	20 222	17 662	18 173	18 927
Produits moyens (\$ par MWh)	70	71	71	78	79
Informations financières supplémentaires :					
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(56) \$	(65) \$	3 \$	114 \$	137 \$
Résultat de base par part de société en commandite ¹	(0,18)	(0,23)	0,10	0,42	0,52
BAIIA ajusté consolidé ²	1 751	1 499	1 224	1 219	1 211
BAIIA ajusté au prorata ²	1 142	942	907	1 008	1 055
Fonds provenant des activités ²	581	419	467	560	594
Fonds provenant des activités ajustés ²	513	352	407	502	538
Fonds provenant des activités par part de société en commandite	1,90	1,45	1,69	2,07	2,24
Distributions par part de société en commandite	1,87	1,78	1,66	1,55	1,45

AUX 31 DÉCEMBRE

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2017	2016	2015	2014	2013
Immobilisations corporelles à la juste valeur	27 096 \$	25 257 \$	18 358 \$	18 566 \$	15 741 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	721	206	197	273	290
Total de l'actif	30 904	27 737	19 507	19 849	16 999
Dette à long terme et facilités de crédit	11 766	10 182	7 338	7 678	6 623
Passifs d'impôt différé	3 588	3 802	2 695	2 637	2 265
Total du passif	16 622	15 065	10 744	10 968	9 463
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	6 298	5 589	2 587	2 062	1 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	58	55	52	59	54
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 843	2 680	2 559	2 865	2 657
Actions privilégiées	616	576	610	728	796
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	511	324	128	-	-
Capitaux propres des commanditaires	3 956	3 448	2 827	3 167	2 726
Total des capitaux propres	14 282	12 672	8 763	8 881	7 536
Ratio d'endettement	40 %	38 %	39 %	40 %	41 %

¹⁾ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 305,8 millions (288,7 millions en 2016, 275,6 millions en 2015, 271,1 millions en 2014 et 265,3 millions en 2013).

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ».

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017				2016				2015			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT	12 198	9 098	10 674	10 364	10 319	9 092	10 728	8 843	6 067	5 164	6 929	6 307
Production totale (GWh) – réelle	11 913	9 370	11 618	10 484	8 728	7 522	8 792	9 029	6 117	4 992	6 400	5 823
Production au prorata (GWh) – MLT	6 030	5 053	6 279	5 889	5 739	5 068	6 214	5 341	4 609	3 948	5 348	4 844
Production au prorata (GWh) – réelle	5 890	5 198	6 719	6 161	4 734	4 395	5 197	5 896	4 553	3 715	4 834	4 560
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(67) \$	(43) \$	38 \$	16 \$	(47) \$	(33) \$	(28) \$	43 \$	(26) \$	(17) \$	17 \$	29 \$
Résultat de base par part de société en commandite	(0,22)	(0,14)	0,13	0,05	(0,16)	(0,12)	(0,11)	0,16	(0,09)	(0,07)	0,07	0,10
BAIIA ajusté consolidé	453	381	460	457	326	335	380	458	261	243	381	339
BAIIA ajusté au prorata	295	233	311	303	189	213	237	303	192	189	261	265
Fonds provenant des activités	143	91	181	166	54	73	105	187	88	80	146	153
Fonds provenant des activités par part	0,46	0,29	0,61	0,55	0,18	0,24	0,37	0,68	0,32	0,28	0,53	0,56
Distribution par part de société en commandite	0,468	0,468	0,468	0,468	0,445	0,445	0,445	0,445	0,415	0,415	0,415	0,415

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les trimestres clos les 31 décembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	3 076	2 589	3 143	3 142	217 \$	162 \$	144 \$	91 \$	100 \$	47 \$	(28) \$	(21) \$
Colombie	978	924	935	989	51	56	26	28	14	13	7	15
Brésil	867	451	978	891	64	46	43	33	33	26	(6)	4
	4 921	3 964	5 056	5 022	332	264	213	152	147	86	(27)	(10)
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	648	404	693	454	53	38	37	29	22	19	22	45
Europe	128	149	146	181	12	15	7	8	6	3	(9)	(1)
Brésil	74	74	82	82	7	5	6	4	5	2	3	1
	850	627	921	717	72	58	50	41	33	24	16	45
Énergie solaire, accumulation et divers												
	119	143	53	-	26	10	22	2	14	(1)	(6)	(9)
Siège social												
	-	-	-	-	-	1	10	(6)	(51)	(55)	(50)	(73)
Total	5 890	4 734	6 030	5 739	430 \$	333 \$	295 \$	189 \$	143 \$	54 \$	(67) \$	(47) \$

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 89 millions \$, pour s'établir à 143 millions \$, soutenus par un retour à une production moyenne à long terme, l'avancement de nos initiatives internes et l'apport de nos nouvelles acquisitions. La production s'est accrue de 24 % surtout en raison de l'amélioration des conditions hydrologiques en Amérique du Nord ainsi que de l'apport de nos récentes acquisitions et mises en service de projets de développement. Au quatrième trimestre de 2016, nous avons connu un arrêt imprévu à l'une de nos centrales hydroélectriques au Brésil, ce qui a entraîné une perte de production de 377 GWh. Les prix réalisés moyens de 73 \$ le MWh ont augmenté de 4 % sous l'effet surtout des prix vigoureux sur le marché en Amérique du Nord.

Nos récentes acquisitions et la mise en service de projets de développement ont contribué aux fonds provenant des activités à hauteur de 10 millions \$ pour le trimestre. La vente de la centrale éolienne d'une puissance de 137 MW en Irlande au premier trimestre de 2017 aurait représenté des fonds provenant des activités de 2 millions \$ pour le trimestre.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a diminué de 20 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ayant surtout été neutralisée par un amortissement supplémentaire lié à la croissance de nos portefeuilles et les charges d'impôt différé attribuables à la réforme fiscale américaine.

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 5, « Gestion des risques et instruments financiers » dans les états financiers consolidés annuels 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.• Au 31 décembre 2017, environ 92 % (95 % en 2016) de la production pour 2018, compte non tenu de la production du Brésil et de la Colombie, faisait l’objet de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers à court et long terme. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de change	<p>Nous courons un risque de change – y compris par rapport au dollar canadien, au réal, à l'euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne, au rand sud-africain, au ringgit malaisien, au baht thaïlandais et au yuan chinois – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.</p>	<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 30 % 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 et à l'Asie, qui touche 30 % 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 courons un risque lié aux taux d'intérêt de nos emprunts, ainsi qu'à la révision 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 liés aux taux d'intérêt afin de 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. • Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 13 % du total de la dette, une fois affectée la dette à taux variable ayant été couverte grâce à des swaps de taux d'intérêt. Notre exposition aux taux variables découle essentiellement de nos activités en Amérique du Sud, car nous ne détenons aucun swap de taux d'intérêt visant à couvrir le risque de change 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 2017, 99 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient en règle (95 % en 2016).

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 2017, Énergie Brookfield et ses filiales ont respecté la majorité des clauses restrictives, à l'exception de celles mentionnées à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture ».</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Au 31 décembre 2017, la liquidité disponible s'élevait à 1,5 milliard \$. La liquidité comprend notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des titres disponibles à la vente et des lignes de crédit générales non utilisées de respectivement 168 millions \$, 159 millions \$ et 1,2 milliard \$. Pour de plus amples renseignements sur la tranche disponible des facilités de crédit et de l'échéancier respectif, se reporter à la PARTIE 5 « 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.

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

Des changements dans l'hydrologie à nos installations hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans l'éclairage énergétique à nos installations d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général à n'importe laquelle de nos installations 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, des conditions d'éclairage énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents, l'éclairage énergétique 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 dans lesquels nous exerçons nos activités. L'énergie éolienne et l'énergie solaire dépendent lourdement des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents et de l'éclairage énergétique, respectivement. 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 ou au moment de l'acquisition du projet en question. De même, les projections de ressources solaires dépendent d'hypothèses portant sur les régimes climatiques, l'ombrage et l'éclairage énergétique, lesquelles sont intrinsèquement incertaines et pourraient ne pas correspondre aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos installations hydroélectriques ou dans le régime des vents de nos installations d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairage énergétique à nos installations d'énergie solaire 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 produire un effet négatif important sur l'actif, le passif, 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, produise un effet négatif important sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

À mesure que nos contrats expirent, nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de les remplacer par des conventions comportant des modalités similaires.

Certaines CAE de notre portefeuille seront assujetties à des négociations de contrats dans l'avenir. Si les prix sont en baisse sur les marchés de l'électricité au moment de ces négociations, cela peut avoir une incidence sur notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou encore sur notre capacité de les renégocier ou de les remplacer selon des modalités que nous jugeons acceptables. Nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats à leur expiration, et même si nous devons être capables de les renégocier ou de les remplacer 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 CAE à long terme conclues avec Brookfield, des services publics ou des utilisateurs industriels ou commerciaux finals dont certains peuvent ne pas être notés par une agence de notation. Par exemple, au 31 décembre 2017, environ 42 % de notre production visée par des engagements contractuels en 2018 (sur une base proportionnelle) provenait d'entités de Brookfield, dont la majorité ne sont pas notées publiquement et dont les obligations ne sont pas garanties par Brookfield Asset Management.

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 dans l'avenir ou encore des changements apportés à la façon dont les autorités gouvernementales réglementent l'approvisionnement en eau, s'ils sont imposés sur un nombre important de nos actifs dans notre portefeuille, pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

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

La technologie associée à la production d'électricité de sources renouvelables et aux méthodes traditionnelles de production d'électricité est en progrès constant, de sorte que les coûts de production de l'électricité baissent graduellement. Si les progrès technologiques continuent à réduire les coûts de production de l'électricité, l'avantage concurrentiel de nos projets actuels 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.

Le montant de la production qui n'est pas visée par des engagements contractuels dans notre portefeuille pourrait augmenter.

Au 31 décembre 2017, une tranche d'environ 72 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants solvables au cours des cinq prochaines années. Tant en 2016 qu'en 2017, 91 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des engagements contractuels. La partie de notre portefeuille qui n'est pas visée par des engagements contractuels pourrait augmenter graduellement au fil du temps. Même si des augmentations de la production qui n'est pas visée par des engagements contractuels peuvent nous permettre d'être opportunistes et de tirer profit des prix élevés sur les marchés au comptant, elles accentueront également notre exposition à la variabilité du prix de l'électricité, ce qui pourrait, dans certains cas, avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités comportent des risques généraux liés au secteur.

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie, chacun de ces marchés étant touché par la concurrence, les prix, l'offre et la demande d'électricité, l'emplacement des lignes de transport servant à l'importation et à l'exportation et l'ensemble de la conjoncture politique, économique et sociale et des politiques s'y rapportant. Nos activités sont également concentrées pour la plupart dans un nombre relativement petit de pays et, par conséquent, sont exposées à des risques précis liés à ces pays (comme les conditions météorologiques, la conjoncture économique locale ou les contextes politiques/réglementaires) qui pourraient avoir sur nous une incidence démesurée. Un déclin généralisé et prolongé de l'économie en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe ou en Asie, ou de l'économie des pays dans lesquels nous exerçons nos activités, ou le déploiement d'efforts de conservation soutenus visant à réduire la consommation d'électricité pourrait à la longue réduire la demande d'électricité.

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 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 environ à 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'électricité 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 au Brésil de certaines centrales hydroélectriques. Dans les deux cas, cela pourrait avoir une conséquence défavorable sur 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 sujettes 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. 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 nos 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 d'un 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'UE), fédéraux, régionaux, étatiques et locaux, et conserver de nombreux permis, licences et approbations gouvernementales nécessaires à l'exploitation. Certains de ces permis, licences et approbations gouvernementales qui ont été délivrés pour notre exploitation 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 les limiter ou les suspendre en conséquence. Si nous ne parvenons pas à renouveler, à conserver ou à obtenir tous les permis, licences ou approbations gouvernementales nécessaires, nos actifs, notre passif, 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, notamment du système de conversion de l'énergie éolienne et des panneaux solaires.

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, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Les éoliennes et les panneaux solaires ont une durée de vie plus courte que les actifs hydroélectriques. L'acquisition de pièces de rechange pour les éoliennes et les installations solaires et les pièces clés d'équipement peut s'avérer difficile en raison du nombre restreint de fournisseurs de panneaux solaires, d'onduleurs, de turbines à module, de tours et d'autres composantes de système et équipements associés aux centrales de production d'énergie éolienne et solaire. Qui plus est, les garanties applicables aux équipements fournis à TerraForm Power ou à TerraForm Global par SunEdison Inc. ou tout membre du groupe de celle-ci seront probablement insuffisantes en ce qui concerne le remboursement, en tout ou en partie, des coûts associés aux défaillances d'équipement, et ce, en raison de la faillite de SunEdison Inc. Tout délai rendu nécessaire pour remplacer des équipements peut engendrer des retards considérables avant que les installations ne retrouvent leur pleine capacité, ce qui peut avoir une incidence défavorable sur notre entreprise et notre situation financière.

La rupture d'un barrage pourrait se traduire par une perte de capacité de production et 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 importantes au titre de la conformité et notre position financière pourrait en subir les contrecoups.

Nous pourrions être exposés à des cas de force majeure.

La survenance d'un événement important qui entrave la capacité de nos actifs de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les situations qui empêchent les clients d'acheter de l'électricité, pourrait nuire considérablement à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie. De plus, les cas de force majeure touchant nos actifs pourraient endommager l'environnement ou causer un préjudice à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous soumettre à une lourde responsabilité. Nos actifs de production pourraient être exposés à des conditions météorologiques particulièrement mauvaises, à des catastrophes naturelles et à ses désastres potentiels. Un assaut ou un acte malveillant de destruction, des cyberattaques, du sabotage ou un acte de terrorisme perpétrés à l'endroit de nos actifs de production pourrait également entraver notre capacité de produire ou de vendre de l'électricité. Dans certains cas, il se peut que certains événements ne dispensent pas Énergie Brookfield d'exécuter ses obligations conformément aux ententes avec des tiers et, par conséquent, ils pourraient exposer Énergie Brookfield à des responsabilités. En outre, bon nombre de nos actifs de production sont situés dans des endroits éloignés, ce qui pourrait rendre l'accès difficile pour la réparation des dommages.

Nous pourrions être exposés à des pertes non assurables.

Bien que nous maintenions une certaine garantie d'assurance, cette assurance pourrait ne plus être offerte à des conditions réalisables sur le plan économique, ne pas couvrir tous les événements pouvant donner lieu à une perte ou à une demande de règlement concernant nos actifs ou nos activités et pourrait ne pas couvrir tous nos actifs. Si notre garantie d'assurance est insuffisante et que nous sommes forcés d'assumer de telles pertes ou demandes de règlement, notre situation financière pourrait s'en trouver sérieusement compromise. En outre, Énergie Brookfield souscrit actuellement certaines assurances

partagées avec Brookfield, ce qui nous permet de bénéficier de primes à plus faible coût et de réaliser d'autres économies d'échelle. Plus particulièrement, nous partageons des assurances couvrant la responsabilité civile complémentaire, le crime, les vols et les détournements par les employés, la responsabilité des dirigeants et des administrateurs et la responsabilité civile professionnelle. Aux termes de ces polices partagées, les limites sur le plan des réclamations peuvent également être partagées entre nous et Brookfield, ce qui signifie que la réclamation d'un assuré au cours d'une année réduit le montant que l'autre assuré peut réclamer. Par conséquent, il existe un risque que la capacité d'Énergie Brookfield à présenter des réclamations au cours d'une année soit minée par des réclamations faites par des membres du groupe de Brookfield qui sont aussi couverts par une police commune mais qui ne font pas partie d'Énergie Brookfield, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre position financière.

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 sont exercées 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 minimiser 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 ou le démantèlement des installations d'interconnexion ou de transport existantes, et une capacité insuffisante de ces installations d'interconnexion ou de transport, la réduction de la production en raison d'interruptions touchant les installations de transport, ou l'omission par un territoire donné d'aménager d'autres installations 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, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à 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, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation, nos flux de trésorerie et notre réputation. 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 notre entreprise ou à nos résultats d'exploitation.

Les contreparties à nos contrats pourraient ne pas respecter leurs obligations.

Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs d'électricité aux termes de nos CAE, y compris Brookfield, ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAE concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAE concernée, nos actifs, notre passif, notre entreprise, 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 CAE ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue. En outre, l'exécution inadéquate par les contreparties de contrats d'exploitation et d'entretien relatifs à certains de nos actifs et investissements pourrait augmenter le risque de défaillances opérationnelles ou mécaniques à ces installations.

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.

Le processus de résolution de différends commerciaux devant les tribunaux est long et onéreux du fait de l'importance des coûts et de la longueur des délais en jeu. Il peut être difficile de calculer avec certitude ces coûts. En outre, dans certains territoires où nous exerçons actuellement des activités ou dans lesquels nous pourrions chercher à exercer des activités à l'avenir, une incertitude peut exister quant à l'interprétation et à l'application des lois et des règlements en matière d'opposabilité de droits contractuels. Si nous n'obtenons pas gain de cause devant les tribunaux en tentant de faire respecter certains contrats ou si cela demande beaucoup de temps et engendre d'importantes dépenses, notre entreprise pourrait en souffrir.

Notre production d'électricité pourrait être touchée par des collectivités locales.

Nos activités pourraient être exposées aux intérêts de collectivités et d'intervenants locaux, y compris dans certains cas des peuples autochtones, qui touchent le fonctionnement de nos installations. Certaines de ces collectivités pourraient avoir ou épouser des intérêts ou des objectifs qui diffèrent des nôtres, voire qui entrent en conflit avec eux, notamment en ce qui concerne l'utilisation des terrains réservés à nos projets et des voies navigables à proximité de nos installations. De telles divergences d'opinions pourraient avoir une incidence défavorable sur le fonctionnement de nos installations. De la même façon, les différends dans le cadre de revendications territoriales autochtones portant sur des terrains où se trouvent nos actifs de production, ou sur d'autres à proximité, et le règlement de telles revendications pourraient gêner nos activités et/ou entraîner des coûts ou des restrictions supplémentaires sur le plan de l'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, 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, ses administrateurs, ses employés et ses 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 standards, 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. L'acquisition d'entreprises avec des contrôles internes faibles en ce qui concerne la gestion du risque lié aux actes illégaux et à la corruption peut occasionner un risque supplémentaire de pertes financières, de réprobation des autorités de réglementation et/ou nuire à la réputation d'Énergie Brookfield. En outre, les programmes, politiques, normes, méthodologies et formations, aussi bien conçus soient-ils, ne fournissent pas d'assurance absolue quant à l'efficacité.

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 aux 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. Ces atteintes à la sécurité de notre technologie de l'information pourraient passer inaperçues pendant un certain temps. 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.

Rien ne garantit que les technologies récemment mises au point dans lesquelles nous investissons répondront aux attentes.

Nous pouvons investir dans des technologies récemment mises au point et moins éprouvées, et les utiliser dans le cadre de nos projets de développement ou du maintien ou de l'amélioration de nos actifs existants. Rien ne garantit que de telles technologies donneront le rendement prévu. Si le rendement d'une nouvelle technologie ne répond pas aux attentes, la rentabilité d'un projet d'aménagement particulier pourrait en subir de graves contrecoups.

Des conflits de travail et des conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir pourraient nuire au rendement de nos entités en exploitation.

Certaines des filiales d'Énergie Brookfield sont parties à des conventions collectives qui expirent périodiquement et ces filiales peuvent se voir dans l'impossibilité de les renouveler sans un conflit de travail ou sans consentir à des hausses marquées des coûts. Dans l'éventualité d'un conflit de travail comme une grève ou un lockout, la capacité de nos actifs de production de l'électricité pourrait s'en trouver entravée, et nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en subir les contrecoups.

La viabilité économique du fournisseur de matières premières de nos centrales de cogénération à la biomasse est liée aux cours du sucre et de l'éthanol, lesquels sont cycliques et sont fonction de la conjoncture économique générale au Brésil et ailleurs dans le monde.

La principale matière première de notre centrale de cogénération à la biomasse de 175 MW est la bagasse, un résidu fibreux et sec qui résulte de la canne à sucre, après que le suc en a été extrait. Les centrales de cogénération à la biomasse que nous détenons sont rattachées à des usines qui leur fournissent la bagasse en échange d'une partie de la vapeur et de l'électricité que produisent ces centrales. L'électricité excédentaire qui n'est pas livrée à ces usines est vendue à d'autres entreprises aux termes de contrats d'écoulement, au gouvernement dans le cadre d'un processus de vente aux enchères réglementé ou directement sur le marché. La viabilité de ces usines dépend des cours de l'éthanol et du sucre ainsi que d'autres facteurs indépendants de notre volonté. Ces usines dépendent d'un unique fournisseur de bagasse, qui est propriétaire de chacune de ces usines. Le fournisseur de ces usines et, par conséquent, de nos centrales de cogénération à la biomasse, est actuellement en difficultés financières et s'il n'est plus possible de faire affaire avec lui, nous aurions à nous procurer de la bagasse d'autres sources, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur de ce placement.

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 en immobilisations soient financées directement de l'encaisse générée par nos activités, la récupération de capital, des dettes et d'éventuelles émissions 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, BRELP et les entités de portefeuille ont des dettes d'entreprise, et bon nombre d'entités en exploitation ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités (lesquelles sont sans recours envers Énergie Brookfield). Notre capacité à obtenir du financement par emprunt ou par titres de capitaux propres pour financer notre croissance, et 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'infrastructures 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 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 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 et 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 aux titres d'emprunt de l'une de nos filiales pourrait faire l'objet d'une révision ou d'un retrait complet par l'agence de notation pertinente, ce qui pourrait 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 avantages liés à la solidité financière, à l'exploitation, à la gouvernance et à la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement minimal 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 rendements 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. Qui plus est, nous cherchons à l'occasion à recycler des capitaux pour financer de futures acquisitions ainsi que la mise en place et la construction de nouvelles installations, et ce, en vendant des actifs; toutefois, nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser ces ventes aux dates voulues ou à des prix favorables.

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

Une partie-clé de la stratégie d'Énergie Brookfield comprend la recherche d'occasions d'acquisitions éventuelles. Les acquisitions en général, et les acquisitions massives 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'avons envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos parts pourrait chuter.

Plusieurs facteurs peuvent influencer sur notre capacité de développer les sites existants et de trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets entièrement nouveaux.

Notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets entièrement nouveaux dépend de notre aptitude à développer les sites existants et à trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets viables. Afin de conserver un permis de développement, il est souvent nécessaire de prendre des mesures de développement précises. Le développement efficace de nouveaux projets d'énergie dépend habituellement de divers facteurs, dont la capacité de trouver un site intéressant à des conditions raisonnables, la mesure précise de l'accessibilité des ressources à des niveaux estimés économiquement intéressants pour poursuivre le développement du projet, la capacité d'obtenir des approbations, des licences et des permis, l'acceptation de ces projets de développement par les intervenants locaux, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones, la capacité d'obtenir l'accès à l'interconnexion de transport ou des ententes en ce sens, et la capacité d'obtenir une CAE à long terme ou

un autre contrat de vente selon des modalités raisonnables. Chacun de ces facteurs peut être crucial lors d'une décision à savoir si un projet d'aménagement particulier peut éventuellement convenir ou non à la construction. Si l'un des éléments précités n'est pas réalisé, le développement et la construction d'un projet peuvent être entravés. En pareil cas, nous pourrions perdre tous nos investissements dans les frais de développement et devoir radier les actifs liés au développement de projets.

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 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.

Brookfield n'a aucune obligation de rechercher des occasions d'acquisition pour nous et il se peut que nous n'ayons pas accès à de telles acquisitions liées à l'énergie renouvelable trouvées par Brookfield.

Notre capacité de prendre de l'expansion au moyen d'acquisitions dépend de l'aptitude de Brookfield à trouver et à nous présenter des occasions d'acquisition. Brookfield a établi BEP pour détenir et acquérir, directement ou indirectement, à l'échelle mondiale, des exploitations et des projets de développement liés à la production d'énergie renouvelable. Cependant, Brookfield n'a aucune obligation de rechercher des occasions d'acquisition précisément pour nous. En outre, Brookfield ne s'est pas engagée à nous apporter un niveau minimum de ressources pour la recherche d'acquisitions reliées à l'énergie renouvelable. De plus, aux termes d'une convention relative aux relations intervenue entre TerraForm Power et Brookfield, Brookfield a désigné, sous réserve de certaines exceptions, TerraForm Power (dont Énergie Brookfield est propriétaire à hauteur d'environ 16 %) comme son principal véhicule pour l'acquisition d'actifs en exploitation de production d'énergie solaire et éolienne en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest. Divers facteurs pourraient nuire considérablement à la mesure dans laquelle Brookfield offre à BEP des occasions d'acquisition appropriées, par exemple les suivants :

- les acquisitions ou le développement d'actifs reliés à l'énergie renouvelable au moyen d'arrangements de consortium avec des investisseurs institutionnels, des partenaires stratégiques ou des commanditaires financiers, de même que la formation de partenariats pour la recherche de ces acquisitions de manière spécialisée ou à l'échelle mondiale constituent des parties intégrantes de la stratégie de Brookfield (et de la nôtre). Bien que Brookfield se soit engagée en notre faveur à ne pas conclure de tels arrangements nous convenant sans nous donner l'occasion d'y participer, il n'existe aucun niveau minimum de participation auquel nous avons droit;
- les mêmes professionnels au sein de l'organisation de Brookfield qui participent aux acquisitions nous convenant sont responsables des consortiums et des partenariats précités et ont aussi d'autres responsabilités dans l'ensemble des activités de gestion des actifs de Brookfield. L'accessibilité limitée à ces personnes entraînera vraisemblablement une limitation de l'accessibilité d'occasions d'acquisition pour nous;
- Brookfield recommandera seulement les occasions d'acquisition qui, selon elle, nous conviennent. Nous nous concentrerons sur les actifs qui, à notre avis, bénéficieront du déploiement de notre approche axée sur l'exploitation en vue d'en accroître la valeur. En conséquence, les occasions dans le cadre desquelles Brookfield ne peut pas jouer un rôle actif

- en influant sur la société en exploitation sous-jacente ou en gérant les actifs sous-jacents pourraient ne pas nous convenir, même si elles sont intéressantes du point de vue financier. Les incidences juridiques, réglementaires, fiscales et commerciales pourraient également constituer des facteurs importants lorsqu'il s'agit de déterminer si une occasion est appropriée. Elles pourraient limiter notre capacité de participer à certains placements;
- en plus des limites structurales, la question de savoir si une acquisition particulière est convenable est hautement subjective et dépend d'un certain nombre de facteurs, notamment, de l'évaluation faite par Brookfield de notre situation de trésorerie, du profil de risque de l'occasion, de sa concordance avec le reste de nos activités actuelles et d'autres facteurs. Si Brookfield détermine qu'une occasion ne nous convient pas, elle peut tout de même poursuivre cette occasion pour son propre compte ou pour celui d'un partenariat ou d'un consortium parrainé par Brookfield.

En prenant ces décisions, Brookfield peut être influencée par des facteurs donnant lieu à un désalignement ou à un conflit d'intérêts. Se reporter à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque – Risques liés à notre relation avec Brookfield » et à la rubrique 7.B, « Opérations entre apparentés – Conflits d'intérêts et obligations fiduciaires »

Nous n'avons pas le contrôle sur l'ensemble de nos activités et investissements.

Nous avons structuré une partie de nos activités et de nos investissements en tant que coentreprises, sociétés de personnes et arrangements consortiaux. Une partie intégrante de notre stratégie consiste à participer avec des investisseurs institutionnels à des consortiums parrainés ou coparrainés par Brookfield pour des acquisitions d'actifs uniques et à titre d'associé dans des sociétés de personnes parrainées ou coparrainées par Brookfield qui visent des acquisitions correspondant à notre profil. Ces arrangements sont mus par l'ampleur du capital requis pour la conclusion d'acquisitions d'actifs liés à l'énergie renouvelable et d'autres tendances à l'échelle du secteur des infrastructures qui, selon nous, se poursuivront. De tels arrangements comportent des risques qui ne sont pas présents lorsqu'un tiers n'est pas concerné, notamment la possibilité que des partenaires ou des participants de coentreprise fassent faillite ou manquent autrement de financer leur part de l'apport en capital requis. De plus, les partenaires ou partenaires de coentreprise peuvent, en tout temps, avoir des intérêts ou des objectifs économiques ou commerciaux différents d'Énergie Brookfield et Brookfield.

Les placements par l'entremise d'une coentreprise, d'une société de personnes et d'un consortium prévoient généralement un niveau réduit de contrôle sur une société acquise, compte tenu des droits de gouvernance qui sont partagés avec d'autres ou qui peuvent dans certains cas être délégués à des tiers comme Brookfield. Par conséquent, les décisions liées à la gestion et aux activités et au moment et à la nature des sorties, sont souvent prises par vote majoritaire des investisseurs ou par des conventions distinctes qui sont conclues à l'égard des décisions individuelles. Par exemple, lorsque nous participons avec des investisseurs institutionnels à des consortiums parrainés ou coparrainés par Brookfield pour des acquisitions d'actifs et à titre d'associé dans des sociétés de personnes parrainées ou coparrainées par Brookfield, le placement a souvent une durée précise, ce qui signifie que le placement pourrait être vendu avant la date que nous choisirions autrement. Dans le même ordre d'idées, l'acquisition récente d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, qu'a faite Énergie Brookfield de concert avec ses partenaires institutionnels, n'a pas fait en sorte qu'Énergie Brookfield ait le contrôle de TerraForm Power. Ainsi, les décisions relatives à la gestion et aux activités de TerraForm Power et de ses actifs ne sont pas prises par Énergie Brookfield.

De plus, ces activités peuvent être assujetties au risque qu'une coentreprise, une société de personnes ou un consortium puisse prendre des décisions commerciales, financières ou de gestion avec lesquelles nous ne sommes pas d'accord ou que la direction de la société en cause puisse prendre des risques ou agir d'une manière qui ne serve pas nos intérêts. Puisque nous pourrions ne pas avoir la capacité d'exercer une emprise sur ces activités, il se peut que nous ne puissions pas réaliser une partie ou la totalité des avantages qui, selon nous, découleront de la participation de Brookfield. Si l'une des situations précédentes devait survenir, notre situation financière et nos résultats d'exploitation pourraient en souffrir.

La vente ou le transfert de participations dans certaines de nos activités en tant que coentreprises, sociétés de personnes ou arrangements consortiaux sont assujettis à des droits de préemption ou de première offre, à des droits de suite ou à des droits d'entraînement, et certaines conventions visant ces activités prévoient des clauses d'achat-vente ou d'autres clauses similaires. Ces droits peuvent être déclenchés à un moment où nous ne voulons peut-être pas qu'ils soient exercés et peuvent nous empêcher de vendre notre participation dans une entité dans le délai souhaité ou selon toute autre condition désirée. De plus, les activités sont également assujetties à des droits de préemption ou à des droits en cas de défaut pouvant amener l'acquisition forcée, par la coentreprise ou des tiers, d'actifs de la coentreprise.

Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à des lois ou règlements étrangers dont l'application est plus onéreuse ou incertaine que celle des lois et règlements auxquels nous sommes actuellement assujettis.

Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont régis par des gouvernements et des autorités de réglementation à l'étranger et assujettis à des lois étrangères. Par exemple, en raison de l'acquisition de TerraForm Global, nous avons acquis une puissance additionnelle de 307 MW au Brésil, de 302 MW en Inde, de 167 MW en Chine, de 66 MW en Afrique du Sud, de 39 MW en Thaïlande, de 26 MW en Uruguay et de 12 MW en Malaisie. Les lois ou règlements étrangers peuvent ne pas prévoir le même type de certitude juridique et de droits prévus par la loi, relativement à nos liens contractuels dans de tels pays, que ceux accordés à nos projets, par exemple aux États-Unis, ce qui pourrait nuire à notre capacité de tirer des revenus ou de faire valoir nos droits à l'égard de nos activités à l'étranger. En outre, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter notre capacité de détenir une participation majoritaire dans certains projets que nous pourrions développer ou acquérir, limitant ainsi notre capacité de contrôler le développement, la construction et l'exploitation de ces projets. Toute exploitation nouvelle ou existante peut aussi être assujettie à des risques considérables de nature politique, économique et financière, qui varient selon le pays, et qui peuvent comprendre les changements touchant les politiques ou le personnel des autorités gouvernementales; les changements dans la conjoncture économique; les restrictions sur le transfert ou la convertibilité des devises; les changements dans les relations de travail; l'instabilité politique et l'agitation civile; les changements réglementaires ou autres sur le marché local de l'électricité; la violation ou la répudiation d'engagements contractuels importants par les entités gouvernementales, ainsi que l'expropriation et la confiscation d'actifs ou d'installations pour un montant inférieur à leur juste valeur marchande.

Les politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable pourraient changer à tout moment.

Le développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable et la croissance globale du secteur de l'énergie renouvelable ont généralement 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. En raison tout particulièrement de changements politiques dans certains territoires, dont les États-Unis, il existe un risque que la réglementation qui prévoit des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable puisse changer ou expirer 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 certains de nos projets.

Énergie Brookfield peut à l'occasion faire des achats de titres, y compris des titres cotés en bourse d'autres sociétés, dont la valeur pourrait baisser en raison de facteurs indépendants de notre volonté.

Brookfield peut périodiquement recommander à Énergie Brookfield d'investir dans des titres, y compris des titres de capitaux propres ou de créance cotés en bourse d'autres sociétés. Par exemple, en 2017, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels ont acquis une participation de 51 % dans TerraForm Power, une société dont les titres sont inscrits à la cote de la Nasdaq, de manière à donner à Énergie Brookfield une participation d'environ 16 % dans les titres émis dans le public de TerraForm Power. Les placements dans des titres sont particulièrement sensibles à la volatilité et aux perturbations du marché, aux fluctuations des taux d'intérêt et de change et des cours des titres de capitaux propres ainsi qu'à d'autres facteurs économiques et commerciaux qui sont indépendants de notre volonté. De plus, au moment de la vente ou du règlement de titres, le prix obtenu dépendra finalement de la demande et de la liquidité du marché à ce moment et peut être nettement inférieur à la juste valeur actuelle des titres. Bien que les placements dans des titres ne devraient pas représenter une grande partie des placements effectués par Énergie Brookfield en général, toute baisse de la valeur de ces titres pourrait entraîner des rendements inférieurs aux attentes, ou la perte de la totalité d'un placement, ce qui pourrait signifier que nous ne puissions pas faire croître nos distributions selon les objectifs que nous nous étions fixés et que la valeur marchande de nos parts pourrait baisser.

AUTRES RISQUES LIÉS À ÉNERGIE BROOKFIELD

BEP est un « émetteur privé étranger » en vertu des lois sur les valeurs mobilières américaines et, par conséquent, est assujettie à des obligations d'information différentes des exigences applicables aux émetteurs américains inscrits à la cote de la NYSE.

Bien qu'Énergie Brookfield soit assujettie aux exigences de dépôt de rapports périodiques en vertu de la Loi de 1934, les exigences de divulgation d'information périodique que doivent respecter les émetteurs privés étrangers en vertu de la Loi de 1934 diffèrent de celles que doivent respecter les émetteurs américains. Par conséquent, il est possible que le public dispose de moins d'information concernant Énergie Brookfield que l'information habituellement publiée par ou sur d'autres sociétés ouvertes aux États-Unis. Énergie Brookfield bénéficie d'une dispense de certains autres articles de la Loi de 1934 auxquels les émetteurs américains sont autrement assujettis, notamment l'exigence de fournir à nos porteurs de parts des circulaires d'information ou des circulaires de sollicitation de procurations qui sont conformes à la Loi de 1934. De plus, les initiés et les importants porteurs de parts de société en commandite de Énergie Brookfield ne sont pas tenus de déposer des rapports aux termes de l'article 16 de la Loi de 1934 et certaines des règles de gouvernance imposées par le NYSE ne s'appliquent pas à Énergie Brookfield.

Nous pourrions être exposés aux risques couramment associés à une séparation entre la participation financière et le contrôle 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 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 60 % 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 ses 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 réalisions 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.

Nous pourrions être exposés aux risques couramment associés à la création d'une dette à multiples paliers dans une structure organisationnelle.

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.

Nous pourrions devenir réglementée à titre de « société de placement » en vertu de la Investment Company Act (et d'autres lois similaires dans d'autres territoires), ce qui pourrait rendre irréaliste l'idée de poursuivre nos activités tel qu'il est envisagé.

La loi *Investment Company Act* (ainsi que d'autres lois similaires dans d'autres territoires) prévoit certaines protections pour les investisseurs et impose certaines restrictions aux sociétés qui sont inscrites à titre de sociétés de placement. BEP n'est pas une « société de placement » en vertu de la *Investment Company Act* et n'a pas l'intention d'en devenir une. Si BEP devait être réputée être une société de placement en vertu de la *Investment Company Act*, nous pourrions devoir restreindre ou limiter de manière considérable la portée de nos activités ou de nos plans puisqu'il ne serait plus pratique pour nous de poursuivre nos activités tel qu'il est envisagé : certaines conventions que nous avons conclues avec Brookfield seraient compromises, la nature et le nombre d'acquisitions que nous serions en mesure de réaliser pour notre propre compte seraient limités et notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation seraient sérieusement compromis. Les types d'acquisition que nous pourrions réaliser seraient également limités, et nous pourrions devoir modifier notre structure organisationnelle ou céder des actifs que nous ne céderions pas autrement. Par conséquent, nous serions tenus de prendre des mesures extraordinaires afin de redresser la situation, comme modifier ou résilier notre convention-cadre de services, restructurer BEP et les entités de portefeuille, modifier la convention de société en commandite modifiée et reformulée de BEP ou liquider BEP, et l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur de nos parts. Par surcroît, si BEP était réputée être une société de placement en vertu de la *Investment Company Act*, elle deviendrait imposable à titre de société par actions aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur de nos parts.

Notre incapacité à maintenir des contrôles internes efficaces pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités et le cours de nos parts.

En vertu de l'article 404 de la *Loi Sarbanes-Oxley*, 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.

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 BRELP et détiendra les acquisitions futures indirectement par l'intermédiaire de BRELP, dont le commandité appartient indirectement à Brookfield. Puisque le seul actif considérable de Énergie Brookfield est constitué des participations de société en commandite qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits futurs aux termes de la convention de vote, Énergie Brookfield n'a pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou des entités de portefeuille, y compris en ce qui concerne la prise de décisions (bien qu'elle ait le droit de destituer et de remplacer BRELP GP LP).

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 notre convention-cadre de services ne sont pas tenus d'assurer, comme responsabilité principale, la gestion et l'administration de Énergie Brookfield ou de BRELP, ni d'agir exclusivement pour n'importe quelle d'entre nous, et notre convention-cadre de services n'exige pas que des personnes précises soient fournies par Brookfield ou 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 annuels audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du *Règlement canadien 51-102 sur les obligations d'information continue*, 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, influeront 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, la volatilité 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.

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 12, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », de nos états financiers consolidés annuels 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 annuels 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 5, « Gestion des risques et instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels 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 états financiers consolidés pour l'exercice considéré présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Il faut exercer du 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 exercé son 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 annuels 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 exercer du jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables devant être inclus 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 centrales éoliennes terrestres produisant de l'énergie renouvelable 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 repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2025 en Amérique du Nord, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2021 au Brésil. Selon les éléments fondamentaux actuels relatifs à l'offre et à la demande, Énergie Brookfield a révisé l'année de l'entrée en Amérique du Nord, qui est passée de 2023 à 2025. L'année d'entrée 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 centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les entreprises en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des installations hydroélectriques et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, 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 centrales.

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 centrales 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 centrale 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 annuels 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 annuels audités. Pour l'application

de cette méthode, il faut exercer du 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. La direction a choisi d'adopter la norme de façon rétrospective, sans retraitement des périodes comparatives. L'évaluation des actifs et passifs financiers en vertu de la nouvelle méthode de classement est terminée. La documentation liée aux couvertures a été mise à jour afin de se conformer à l'IFRS 9 et la direction a mis à jour les politiques de gestion des risques et les contrôles internes afin de se conformer à la nouvelle norme. La direction a également évalué l'incidence des nouvelles exigences en matière de dépréciation sur les actifs financiers. Aucun ajustement important n'a été apporté par suite de l'adoption de la norme.

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. La direction a choisi d'adopter la norme en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Cette méthode entraîne un ajustement cumulatif des capitaux propres au 1^{er} janvier 2018, comme si la norme avait toujours été en vigueur. La direction a terminé son examen des principales sources de produits. La plupart des sources de produits d'Énergie Brookfield relèvent du champ d'application de l'IFRS 15 et comprennent la vente d'électricité, la capacité et les crédits à la production d'énergie renouvelable aux termes de conventions

d'achat d'électricité ou de mécanismes marchands. Selon l'analyse de la direction, pratiquement tous les contrats actuellement en vigueur pour l'exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2018 ne présentent aucun écart entre le moment ou l'évaluation de la comptabilisation des produits aux termes de la nouvelle norme, et l'ajustement cumulatif et la comptabilisation continue des produits ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états d'Énergie Brookfield dans leur ensemble.

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 a constitué son groupe de travail aux fins de l'adoption et a participé à des séances de planification avec Brookfield Asset Management. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés.

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

Évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information

Notre direction, avec le concours du chef de la direction et du chef de la direction des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information financière (au sens donné à l'expression correspondante dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la 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 2017, 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 au 31 décembre 2017, selon les critères établis en vertu du document *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway (cadre de 2013). En se fondant sur cette évaluation effectuée en vertu du document qui précède, la direction a conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2017. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière les contrôles internes des projets éoliens de Shantavny d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord et de TerraForm Global, lesquels ont été acquis en 2017, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, représente environ respectivement 7 % et 5 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2017, et néant pour les produits et le résultat net pour l'exercice clos à cette date.

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 au 31 décembre 2017 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 mentionné 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 2017 n'a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 16 janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de série 13 au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (201 millions \$).

Le 19 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement associé à sa centrale d'accumulation par pompage comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni en obtenant un emprunt à long terme de 60 millions £ (83 millions \$) et une facilité de lettre de crédit de 90 millions £ (125 millions \$). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2021 et porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 29 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 130 millions \$R (40 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 19 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux de la TJLP, majoré de 2,15 %, et vient à échéance en 2038.

Le 15 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 296 MW aux États-Unis. Le financement consistait en une obligation verte capitalisée à l'échéance d'un montant de 350 millions \$ portant intérêt à un taux de 4,5 % et venant à échéance en 2033. Le produit a été affecté au remboursement du montant en capital de 315 millions \$, et l'excédent a été distribué aux investisseurs.

Le 22 février 2018, TerraForm Global a émis des billets de premier rang d'un montant en capital de 400 millions \$ portant intérêt à un taux de 6,13 % et venant à échéance en mars 2026. Avec la trésorerie en caisse, le produit a été affecté au remboursement des billets de premier rang de 760 millions \$ portant intérêt à un taux de 9,75 % et venant à échéance en 2022. De plus, TerraForm Global a conclu une facilité de crédit renouvelable de 45 millions \$ venant à échéance en février 2021.

Le 27 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement d'obligations de 750 milliards COP (262 millions \$) associé à l'entreprise en Colombie.

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 détenues par le public, par porteurs de parts de société en commandite et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield. 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.

En date du présent rapport, Brookfield détient une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 60 %, 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 40 % étant détenue par le public.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu 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 ainsi que de l'entité qui détient des activités de production d'énergie renouvelable acquise dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Global. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des 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.

Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec Brookfield, en vertu de laquelle Énergie Brookfield a obtenu certains droits vis-à-vis de TerraForm Power et de ses filiales. La convention de vote confère entre autres à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un membre du conseil d'administration de l'entité visée. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur TerraForm Power et, par conséquent, dans les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de l'entité.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues 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 annuels audités.

MESURE DU RENDEMENT

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 analyser le rendement d'exploitation des entreprises.

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 latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux commanditaires détenant des parts privilégiées 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 ou non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

Comparativement aux exercices précédents, nous avons révisé notre définition du BAIIA ajusté afin d'inclure notre quote-part au prorata du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Au cours des exercices précédents, nous avons inclus nos quotes-parts au prorata des fonds provenant des activités découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Nous avons révisé notre définition, car nous croyons qu'elle offre une meilleure mesure aux investisseurs pour évaluer le rendement financier et le rendement d'exploitation sur une base attribuable aux porteurs de parts.

Fonds provenant des activités et fonds provenant des activités par part

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement de l'entreprise.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer le rendement 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 latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés annuels 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 estime que cette analyse et la présentation des fonds provenant des activités permettront à l'investisseur de mieux comprendre le rendement de l'entreprise. 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 analyser le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement de l'entreprise. Elle est toutefois ajustée en fonction des dépenses d'investissement de maintien.

Les dépenses d'investissement de maintien ajustées représentent une estimation faite par la direction des investissements en immobilisations nécessaires de façon continue pour maintenir l'état physique des centrales et des produits actuels.

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans, chaque installation en exploitation disposant d'un plan d'immobilisations sur 20 ans. De plus, les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et révisées annuellement par la direction.

La direction évalue plusieurs facteurs dans son estimation des dépenses d'investissement de maintien ajustées. Ces facteurs comprennent notamment l'examen et l'analyse des dépenses d'investissement historiques, des dépenses d'investissement annuelles prévues au budget, du plan d'affaires quinquennal de la direction et des évaluations techniques de tiers indépendant.

Les dépenses d'investissement ne sont pas engagées uniformément sur la durée d'utilité de nos actifs. Les dépenses d'investissement de maintien ajustées visent à refléter un niveau de dépenses annuel moyen fondé sur le plan d'immobilisations sur 20 ans.

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. Ce niveau d'amortissement plus élevé est principalement attribuable 1) à la juste valeur de nos immobilisations corporelles déterminée annuellement en fonction des IFRS et 2) au fait que la durée d'utilité comptable n'est pas toujours représentative de la nature perpétuelle d'une centrale hydroélectrique.

Énergie Brookfield utilise également les fonds provenant des activités ajustés pour évaluer le rendement d'exploitation et les définit 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. En outre, ces mesures ne sont pas utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer les liquidités d'Énergie Brookfield.

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, la performance financière et le ratio de distribution prévus 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, les occasions de financement et de refinancement, 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 indue 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 : les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général à nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer suivant des modalités semblables les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du fonds d'équilibrage du MRE au Brésil ou tout changement de celui-ci; 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 suivant 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 d'équipement, notamment du système de conversion de l'énergie éolienne et des panneaux solaires; la rupture de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liées à ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux devises; 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; le non-respect par les contreparties à nos contrats de leurs obligations; le temps et l'argent consacrés à l'exécution de contrats à l'endroit de contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; 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, qui pourrait nous exposer à des cyberattaques; la possibilité que des technologies récemment mises au point et dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir; notre incapacité de financer nos activités en raison du statut des marchés financiers; les restrictions financières et d'exploitation par suite d'engagements dans nos ententes de prêt, d'emprunt et de sûreté; des variations de nos notations de crédit; 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 ou acquisitions; notre incapacité de développer 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, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques connexes; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; 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; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi Investment Company Act de 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; les changements dans la façon dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations de propriété dans la société de commandite; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans l'intérêt de la société en commandite ou de nos porteurs de parts.

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 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. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités et celle des fonds provenant des activités ajustés peuvent être différentes des définitions utilisées par d'autres sociétés ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada 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 croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et les fonds provenant des activités par part 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. Nous présentons également à la note 6, « 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.

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

Le 28 février 2018

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.

Opinion sur les états financiers consolidés

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 2017 et 2016, 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 2017, ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives (collectivement, les « états financiers consolidés »).

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée d'Énergie Brookfield aux 31 décembre 2017 et 2016, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017, conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS) publiées par l'International Accounting Standards Board.

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

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis, le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2017, selon les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« COSO »), et notre rapport daté du 28 février 2018 exprime une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne d'Énergie Brookfield à l'égard de l'information financière.

Fondement de l'opinion

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 (IFRS) 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 PCAOB. Ces normes exigent que nous planifions et exécutions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés soient exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Ces normes exigent également que nous nous conformions aux règles de déontologie, notamment celles portant sur l'indépendance. Nous sommes tenus d'être indépendants d'Énergie Brookfield conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers consolidés au Canada, aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB des États-Unis. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB.

Un audit comprend la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent l'obtention et le

contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre 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, nous prenons en considération le contrôle interne d'Énergie Brookfield 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 constituer un fondement raisonnable à notre opinion d'audit.

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

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Nous agissons en tant qu'auditeurs d'Énergie Brookfield depuis 2011.

Toronto, Canada
Le 28 février 2018

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE
RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE 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 à l'égard de l'information financière. Le contrôle interne à l'égard de 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 à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2017, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Commission Treadway. En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne d'Énergie Brookfield à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2017. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière les contrôles internes du projet éolien Shantavny en Irlande du Nord d'une puissance de 16 MW et de TerraForm Global. Inc. acquises en 2017, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, représente environ respectivement 7 % et 5 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2017, et néant pour les produits et le résultat net pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2017 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 2017. 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 à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2017.

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

Le 28 février 2018

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.

Opinion sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») au 31 décembre 2017, en nous fondant sur les critères établis en vertu du rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (les « critères du COSO »). À notre avis, Énergie Brookfield maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017, selon les critères du COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation de la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du projet éolien Shantavny en Irlande du Nord d'une puissance de 16 MW et de TerraForm Global acquises en 2017, qui sont comprises dans les états financiers consolidés de 2017 d'Énergie Brookfield et qui constituaient environ respectivement 7 % et 5 % du total de l'actif et de l'actif net au 31 décembre 2017 et néant des produits et du résultat net de l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield ne comportait pas d'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière du projet éolien Shantavny en Irlande du Nord d'une puissance de 16 MW et de TerraForm Global acquises en 2017.

Nous avons également audité, conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis, les états financiers consolidés de 2017 d'Énergie Brookfield, et notre rapport daté du 28 février 2018 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de 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 à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants d'Énergie Brookfield conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers consolidés au Canada, aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB des États-Unis.

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

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne d'une société à l'égard de 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 à l'égard de 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 à l'égard de 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 court le 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.

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

Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada
Le 28 février 2018

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
	Note	2017	2016	2015
Produits	27	2 625 \$	2 452 \$	1 628 \$
Autres produits	7	47	64	122
Coûts d'exploitation directs	8	(978)	(1 038)	(552)
Coûts de service de gestion	27	(82)	(62)	(48)
Charge d'intérêts – emprunts	13	(632)	(606)	(429)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	2	-	10
Perte latente sur les instruments financiers	5	(33)	(4)	(9)
Amortissement des immobilisations corporelles	12	(782)	(781)	(616)
Divers	9	(28)	(38)	(63)
(Charge) recouvrement d'impôt				
Exigible	11	(39)	(44)	(18)
Différé	11	(49)	97	78
		(88)	53	60
Résultat net		51 \$	40 \$	103 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	53 \$	65 \$	69 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	(1)	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	(23)	(29)	1
Actions privilégiées	14	26	25	30
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	28	15	1
Capitaux propres des commanditaires	16	(32)	(36)	2
		51 \$	40 \$	103 \$
Résultat de base et dilué par part de société de commandite		(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$

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)				
	Note	2017	2016	2015
Résultat net		51 \$	40 \$	103 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles	12	872	417	1 197
Réévaluation des immobilisations corporelles découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	54	7	96
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies	29	(2)	(2)	5
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	11	338	(34)	(283)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		1 262	388	1 015
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
Profit de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	5	4	8	10
(Perte latente) profit latent sur les titres disponibles à la vente	5	(22)	61	-
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	5	(1)	(41)	(32)
Écart de conversion	10	190	986	(1 138)
(Perte latente) profit latent sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	5	(94)	(66)	55
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	11	11	(7)	(8)
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		88	941	(1 113)
Autres éléments du résultat global		1 350	1 329	(98)
Résultat global		1 401 \$	1 369 \$	5 \$
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	436 \$	700 \$	273 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	8	6	(2)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	370	275	(86)
Actions privilégiées	14	65	41	(87)
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	28	15	1
Capitaux propres des commanditaires	16	494	332	(94)
		1 401 \$	1 369 \$	5 \$

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)	Note	2017	2016
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	799 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions	21	181	121
Créances clients et autres actifs courants	22	554	454
Actifs liés à des instruments financiers	5	72	55
Montants à recevoir de parties liées	27	60	54
		1 666	907
Actifs liés à des instruments financiers	5	113	145
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	19	721	206
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	12	27 096	25 257
Goodwill	17	901	896
Actifs d'impôt différé	11	177	150
Autres actifs non courants	23	230	176
		30 904 \$	27 737 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créiteurs	24	542 \$	467 \$
Passifs liés à des instruments financiers	5	184	156
Montants à payer à des parties liées	27	112	76
Tranche courante de la dette à long terme	13	1 676	1 034
		2 514	1 733
Passifs liés à des instruments financiers	5	86	72
Dette à long terme et facilités de crédit	13	10 090	9 148
Passifs d'impôt différé	11	3 588	3 802
Autres passifs non courants	25	344	310
		16 622	15 065
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	6 298	5 589
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	14	58	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	14	2 843	2 680
Actions privilégiées	14	616	576
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	15	511	324
Capitaux propres des commanditaires	16	3 956	3 448
		14 282	12 672
		30 904 \$	27 737 \$

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

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 comman- ditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Place- ments disponi- bles à la vente	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires priviliégiés	Actions priviliégiées	Partici- pations 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 2016	(257) \$	(404) \$	4 124 \$	(8) \$	(31) \$	24 \$	3 448 \$	324 \$	576 \$	5 589 \$	55 \$	2 680 \$	12 672 \$
Résultat net	(32)	-	-	-	-	-	(32)	28	26	53	(1)	(23)	51
Autres éléments du résultat global	-	26	508	(1)	2	(9)	526	-	39	383	9	393	1 350
Parts de société en commandite privilégiées et parts de société en commandite émises (notes 15 et 16)													
Produit net	411	-	-	-	-	-	411	187	-	-	-	-	598
Ajustement	(63)	-	-	-	-	-	(63)	-	-	-	1	62	-
Apports en capital (note 14)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294	-	-	294
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	525	-	-	525
Distributions ou dividendes déclarés	(328)	-	-	-	-	-	(328)	(28)	(26)	(539)	(35)	(243)	(1 199)
Régime de réinvestissement des distributions	10	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	-	10
Divers	-	-	(16)	-	-	-	(16)	-	1	(7)	29	(26)	(19)
Variation au cours de l'exercice	(2)	26	492	(1)	2	(9)	508	187	40	709	3	163	1 610
Solde au 31 décembre 2017	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	6 298 \$	58 \$	2 843 \$	14 282 \$
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
Échange d'actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	49	(49)	-	-	-	-
Parts de société en commandite priviliégiées et parts de société en commandite émises													
Produit net	657	-	-	-	-	-	657	147	-	-	-	-	804
Ajustement	(85)	-	-	-	-	-	(85)	-	-	-	2	83	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 621	-	-	2 621
Acquisition	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	(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 \$

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	Capitaux propres des comman- ditaires priviliés	Actions priviliées	Partici- pations 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 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 émises	-	-	-	-	-	-	128	-	-	-	-	128
Achats pour annulation de parts de société en commandite et d'actions priviliées	(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. TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE
(EN MILLIONS)

	Note	2017	2016	2015
Activités d'exploitation				
Résultat net		51 \$	40 \$	103 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Amortissement des immobilisations corporelles	12	782	781	616
Perte latente sur les instruments financiers	5	33	4	9
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		(2)	-	(10)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	11	49	(97)	(78)
Profit réalisé à la cession	7	-	-	(53)
Autres éléments sans effet de trésorerie		4	24	62
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		31	6	19
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		5	11	(18)
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(25)	(137)	(62)
		928	632	588
Activités de financement				
Dettes à long terme – emprunts	13	1 874	3 477	944
Dettes à long terme – remboursements	13	(1 607)	(1 975)	(855)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	14	294	2 621	460
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	14	(5)	(1 540)	-
Émission de parts de société en commandite privilégiées	15	187	147	128
Émission de parts de société en commandite	16	411	657	-
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	14	(539)	(119)	(208)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(25)	(25)	(31)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	15	(26)	(12)	-
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	14, 16	(591)	(522)	(461)
		(27)	2 709	(33)
Activités d'investissement				
Acquisitions	3	(234)	(2 886)	(682)
Acquisition de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	3	(439)	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	611	117	19
Investissement dans les éléments suivants :				
Dépenses d'investissement de maintien	12	(138)	(118)	(94)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	12	(217)	(251)	(191)
Remboursements de capital reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, montant net			-	144
Produit de la cession d'actifs	4	150	-	143
Placements dans des titres	5	(77)	(60)	(18)
Liquidités soumises à restrictions et autres		16	7	56
		(328)	(3 191)	(623)
Profit (perte) de change sur la trésorerie		3	10	(19)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Augmentation (diminution)		576	160	(87)
Solde au début de l'exercice		223	63	150
Solde à la fin de l'exercice		799 \$	223 \$	63 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés		611 \$	588 \$	414 \$
Intérêts reçus		27 \$	40 \$	18 \$
Impôts sur le résultat payés		48 \$	55 \$	32 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS

Les activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») consistent à détenir un portefeuille de centrales de production d'énergie renouvelable en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil, en Europe et dans d'autres pays (y compris l'Inde et la Chine).

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

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, série 9, série 11 et série 13 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G », « BEP.PR.I », « BEP.PR.K » et « BEP.PR.M ».

Notes des états financiers consolidés	Page
APPLICATION GÉNÉRALE	
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	102
2. Principales filiales	117
3. Acquisitions	118
4. Cession d'actifs	123
5. Gestion des risques et instruments financiers	124
6. Informations sectorielles	133
RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION	
7. Autres produits	139
8. Coûts d'exploitation directs	139
9. Divers	140
10. Écart de conversion	140
11. Impôts sur le résultat	141
SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE	
12. Immobilisations corporelles à la juste valeur	143
13. Dette à long terme et facilités de crédit	146
14. Participations ne donnant pas le contrôle	149
15. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	154
16. Capitaux propres des commanditaires	154
17. Goodwill	155
18. Gestion du capital	156
19. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	157
20. Trésorerie et équivalents de trésorerie	158
21. Liquidités soumises à restrictions	158
22. Créances clients et autres actifs courants	158
23. Autres actifs non courants	159
24. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	159
25. Autres passifs non courants	159
26. Engagements, éventualités et garanties	160
DIVERS	
27. Transactions entre parties liées	161
28. Renseignements supplémentaires	165
29. Prestations de retraite et avantages du personnel futurs	165
30. Filiales faisant appel public à l'épargne	171
31. Événements postérieurs à la date de clôture	172

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 2017, qui 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 2018 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 l'intention de 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, en Europe et dans d'autres pays (y compris l'Inde et la Chine). 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 27, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues 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 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 production d'énergie solaire	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 2017 (15 ans en 2016). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujetti 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

Énergie Brookfield conserve un portefeuille de titres négociables composé de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt liquides classés comme étant disponibles à la vente lorsqu'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 latents, 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 sont tirés de la vente d'électricité et sont comptabilisés au moment où celle-ci est fournie, selon la puissance et la capacité distribuées, aux tarifs contractuels établis ou aux tarifs en vigueur dans le marché. 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 créditeurs.

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

Les coûts inscrits à l'actif 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 inscrits à l'actif 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. Les coûts cessent d'être inscrits à l'actif lorsque celui-ci 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 inscrits à l'actif 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 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 12, « 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 5, « 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 exercé son 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*. 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 exercer du jugement pour établir le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour déterminer les coûts directement attribuables devant être inclus 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 centrales éoliennes terrestres produisant de

l'énergie renouvelable 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 repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2025 en Amérique du Nord et en Colombie, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2021 au Brésil. Selon les éléments fondamentaux actuels relatifs à l'offre et à la demande, Énergie Brookfield a révisé l'année de l'entrée en Amérique du Nord, qui est passée de 2023 à 2025. L'année d'entrée 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 centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les entreprises en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales éoliennes pour établir les prix de l'électricité de sources renouvelables des centrales hydroélectriques et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, 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 centrales.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie. 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 centrales 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 centrale 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 exercer du 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
En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, <i>Instruments financiers</i> (« IFRS 9 »).	<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>	La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1 ^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise.	<p>L'adoption de l'IFRS 9 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. La direction a choisi d'adopter la norme de façon rétrospective, sans retraitement des périodes comparatives. L'évaluation des actifs et passifs financiers en vertu de la nouvelle méthode de classement est terminée. La documentation de couverture a été mise à jour afin de se conformer à l'IFRS 9 et les politiques de gestion des risques et des contrôles internes ont été mises à jour conformément à la nouvelle norme. La direction a également évalué l'incidence des nouvelles exigences en matière de dépréciation sur les actifs financiers.</p> <p>Aucun ajustement important n'a été apporté par suite de l'adoption de la norme.</p>

Norme	Description	Date d'entrée en vigueur	Incidence sur les états financiers
<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 présente un modèle unique complet pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients 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 des activités ordinaires 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. Elle 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>La direction a choisi d'adopter la norme en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Cette méthode entraîne un ajustement cumulatif des capitaux propres au 1^{er} janvier 2018, comme si la norme avait toujours été en vigueur.</p> <p>La direction a terminé son examen des principales sources de produits. La plupart des sources de produits d'Énergie Brookfield relèvent du champ d'application de l'IFRS 15 et comprennent la vente d'électricité, la capacité et les crédits à la production d'énergie renouvelable aux termes de conventions d'achat d'électricité ou de mécanismes marchands.</p> <p>Selon l'analyse de la direction, pratiquement tous les contrats actuellement en vigueur pour l'exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2018 ne présentent aucun écart entre le moment ou l'évaluation de la comptabilisation des produits aux termes de la nouvelle norme, et l'ajustement cumulatif et la comptabilisation continue des produits ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états d'Énergie Brookfield dans leur ensemble.</p>

Norme	Description	Date d'entrée en vigueur	Incidence sur les états financiers
<p>Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, <i>Contrats de location</i> (« IFRS 16 »).</p>	<p>Selon l'IFRS 16, le preneur doit comptabiliser la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre les contrats de location-financement et les 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, afin de pouvoir 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 les actifs et les passifs de chaque contrat de location d'une durée d'au plus 12 mois 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 a constitué son groupe de travail aux fins de l'adoption et a participé à des séances de planification avec Brookfield Asset Management. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés.</p>

2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui, de l'avis de la direction, avaient une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2017 :

	Territoire 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
BRE GLBL Holdings L.P. ¹	Bermudes	100
BRI Green Energy Limited ¹	République d'Irlande	100
Brookfield BRP Canada Corp.	Alberta	100
Brookfield Energia Comercializadora Ltda	Brésil	100
Brookfield Power US Holding America Co.	Delaware	100
Brookfield Power Wind Prince LP	Ontario	100
Brookfield Renewable UK Hydro Limited	Angleterre et pays de Galles	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	99,5
Itiquira Energética S.A.	Brésil	100
Kwagis Power Limited Partnership	Colombie-Britannique	75
Énergie La Lièvre s.e.c.	Québec	100
Fiducie Mississagi Power	Québec	100
Orion Canadian Holdings 1 AIV L.P.	Ontario	100
PEA – Parque Eólico da Serra, Unipessola S.A ¹	Portugal	100
Powell River Energy Inc.	Canada	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⁾ Intérêt économique sans droit de vote détenu sous forme d'actions privilégiées et de billets garantis.

3. ACQUISITIONS

Les placements suivants ont été comptabilisés au moyen de la méthode de la mise en équivalence, Énergie Brookfield exerçant une influence notable grâce à sa position dans l'entreprise, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à la date du placement. Se reporter à la note 19, « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ».

European Storage

En août 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a acquis une participation de 25 % dans FHH Guernsey Ltd, qui détient un portefeuille de centrales d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni (« European Storage »). Énergie Brookfield conserve un intérêt économique d'environ 7 % dans le portefeuille. La contrepartie a totalisé 194 millions £ (248 millions \$). Des coûts d'acquisition de 1 million £ (1 million \$) ont été engagés et inscrits à l'actif.

TerraForm Power

En octobre 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »). TerraForm Power est un portefeuille diversifié d'envergure composé d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 2 600 MW situés principalement aux États-Unis. Énergie Brookfield conserve un intérêt économique indirect d'environ 16 % dans TerraForm Power, pour un placement net total de 203 millions \$.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Power comme un placement disponible à la vente. Le changement de traitement comptable, la méthode de la comptabilisation des placements disponibles à la vente ayant été abandonnée pour celle de la mise en équivalence, a entraîné le reclassement d'un profit de 13 millions \$ de l'état du résultat global consolidé annuel audité au compte de résultat à titre d'autres produits, ce qui représente le profit cumulé sur la participation indirecte détenue auparavant. Des coûts d'acquisition de 1 million \$ ont été engagés et inscrits à l'actif.

En octobre 2017, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec la filiale de Brookfield qui contrôle en dernier ressort TerraForm Power. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un des quatre administrateurs de la filiale de Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur cette filiale.

Les placements suivants ont été comptabilisés au moyen de la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à la date de l'acquisition.

European Wind

En février 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 100 % dans une centrale éolienne d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord (« European Wind »).

En août 2017, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'European Wind qui est entrée en service en juillet 2017. Par conséquent, si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à European Wind touchés avant la date d'acquisition auraient été négligeables. La contrepartie a totalisé 24 millions £ (32 millions \$). Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 % dans la centrale. 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, au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

TerraForm Global

En décembre 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition d'une participation de 100 % dans TerraForm Global, Inc. (« TerraForm Global »). TerraForm Global est un portefeuille diversifié d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 919 MW situés principalement au Brésil et en Asie. La contrepartie versée s'est établie à 657 millions \$ tandis que la juste valeur de la participation détenue auparavant était de 100 millions \$. Énergie Brookfield conserve une participation économique de 31 % dans TerraForm Global, sa quote-part de la juste valeur de la participation détenue auparavant totalisant 30 millions \$ à la date d'acquisition. La quote-part d'Énergie Brookfield de la contrepartie versée s'élevait à 202 millions \$.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Global comme un placement disponible à la vente. Le changement de traitement comptable, la méthode de comptabilisation des placements disponibles à la vente ayant été abandonnée pour celle de la consolidation, a entraîné le reclassement d'un profit de 2 millions \$ de l'état du résultat global consolidé annuel audité au compte de résultat à titre d'autres produits, ce qui représente le profit cumulé sur la participation indirecte détenue auparavant.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à TerraForm Global se seraient élevés à 250 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les coûts d'acquisition totaux de 1 million \$ ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec une société affiliée d'Énergie Brookfield qui contrôle en dernier ressort TerraForm Global. 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 la filiale de Brookfield.

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

(EN MILLIONS)	TerraForm Global	European Wind	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	611 \$	- \$	611 \$
Liquidités soumises à restrictions	90	-	90
Créances clients et autres actifs courants	62	1	63
Instruments financiers	20	-	20
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	1 208	37	1 245
Actifs d'impôt différé	18	-	18
Autres actifs non courants	94	-	94
Passifs courants	(73)	(4)	(77)
Tranche courante de la dette à long terme	(1 183)	-	(1 183)
Instruments financiers	(15)	-	(15)
Dette à long terme	(5)	-	(5)
Passifs d'impôt différé	(15)	(2)	(17)
Autres passifs non courants	(54)	-	(54)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1)	-	(1)
Juste valeur des actifs nets acquis	757	32	789

Réalisées en 2016

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de l'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

Le 22 janvier 2016, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels (le « consortium ») ont acquis auprès du gouvernement colombien une participation de 57,6 % (le « placement initial ») dans Isagen S.A. E.S.P. (« Isagen »). Isagen était une société ouverte en Colombie. Il s'agit de 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.

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 des actionnaires publics d'Isagen, au même prix par action que celui qu'il a payé pour sa participation donnant le contrôle initial de 57,6 %.

Le consortium a réalisé respectivement la première et la deuxième OPA obligatoires les 13 mai 2016 et 14 septembre 2016. En 2017, le consortium a acquis d'autres actions auprès d'actionnaires publics et a procédé à la radiation d'Isagen de la cote de la Bourse de Colombie. Compte tenu des OPA obligatoires et des actions supplémentaires, la participation du consortium s'élevait à 99,5 % au 31 décembre 2017.

Énergie Brookfield est le commandité et a le contrôle de l'entité par l'entremise de laquelle le consortium détient une participation de 99,5 % dans Isagen. Le placement d'Énergie Brookfield correspond à un intérêt économique d'environ 24 %.

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 au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité de 2016.

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 au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité de 2016.

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 conserve une participation d'environ 28,6 % dans le portefeuille.

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 au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité de 2016.

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 \$) ainsi qu'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 au poste « divers » dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

Répartition des prix d'acquisition

La répartition définitive 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 17)	799	-	-	-	799
Prix d'acquisition	1 926 \$	103 \$	859 \$	9 \$	2 897 \$

Réalisées en 2015

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de l'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 éolien en Europe

En février 2015, Énergie Brookfield a acquis deux centrales 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 de développement 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 dans les autres passifs non courants de l'état consolidé de la situation financière.

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 en 2015 auprès de partenaires institutionnels, et Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 %.

La contrepartie totale de 1 867 millions R\$ (588 millions \$) comprenait une tranche en trésorerie de 1 717 millions R\$ (541 millions \$) et une contrepartie différée. Les participations ne donnant pas le contrôle restantes ont été acquises ultérieurement en contrepartie de 50 millions R\$ (16 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 \$

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016, la répartition du prix des acquisitions survenues respectivement en 2016 et 2015 a été menée à terme. Aucun changement important à la répartition provisoire des prix d'acquisition présentée dans les états financiers consolidés annuels audités de 2016 et 2015 n'a dû être apporté à l'égard des acquisitions survenues au cours de chacun de ces exercices.

4. CESSIION D'ACTIFS

En mars 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a vendu à un tiers sa participation dans deux centrales éoliennes en Irlande, d'une puissance combinée de 137 MW, en contrepartie d'un montant brut en trésorerie de 147 millions € (155 millions \$), y compris les ajustements du fonds de roulement. La perte de 5 millions € (5 millions \$) découlant de la cession, déduction faite des coûts de transaction de 5 millions € (5 millions \$), a été comptabilisée dans le poste « divers » au compte consolidé de résultat annuel audité. Énergie Brookfield détenait une participation d'environ 40 %.

Par suite de la cession, l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 44 millions € (47 millions \$), auparavant classé dans les autres éléments du résultat global, a été reclassé directement dans les capitaux propres. De plus, la perte au titre des autres éléments du résultat global de 3 millions € (3 millions \$) après impôt relative aux swaps de taux d'intérêt qui avaient été désignés comme instruments de couverture a été reclassée dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

L'information financière résumée relative à la cession des centrales est présentée ci-après :

(EN MILLIONS)	
Produit net, y compris les ajustements du fonds de roulement et les coûts de transaction	150 \$
Valeur comptable	
Actif	353
Passif	(198)
	155
Perte réalisée à la cession	(5) \$

5. 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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Augmentation de 5 %	(3) \$	(1) \$	(2) \$	(4) \$	(7) \$	(7) \$
Diminution de 5 %	3	1	2	4	7	7

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 brésilien, à l'euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne, au rand sud-africain, au ringgit malais, au baht thaïlandais et au yuan chinois 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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Augmentation de 5 %	4 \$	1 \$	2 \$	79 \$	51 \$	10 \$
Diminution de 5 %	(4)	(1)	(2)	(79)	(51)	(10)

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 4 176 millions \$ (4 194 millions \$ en 2016). De ce montant en capital, une tranche de 824 millions \$ (966 millions \$ en 2016) 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		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Augmentation de 1 %	17 \$	(17) \$	(15) \$	54 \$	115 \$	125 \$
Diminution de 1 %	(17)	17	15	(54)	(115)	(125)

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 22, « Créances clients et autres actifs courants ».

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	799 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	284	250
Créances clients et autres créances à court terme	442	365
Actifs liés à des instruments financiers ¹	185	200
Montants à recevoir de parties liées	60	54
	1 770 \$	1 092 \$

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 13, « 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 2017 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	542 \$	- \$	- \$	542 \$
Passifs liés à des instruments financiers ¹	184	62	24	270
Montants à payer à des parties liées	112	-	-	112
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	3	10	14
Dette à long terme et facilités de crédit ¹	1 676	4 587	5 579	11 842
Intérêts à payer sur la dette à long terme ²	634	1 924	1 697	4 255
Total	3 149 \$	6 576 \$	7 310 \$	17 035 \$

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 \$

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 comme suit :

AU 31 DÉCEMBRE 2017 (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	799 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions	181	-	-	-	-	181
Créances clients et autres débiteurs ²	442	-	-	-	-	442
Autres actifs courants	-	-	-	-	112	112
Montants à recevoir de parties liées ²	60	-	-	-	-	60
Actifs liés à des instruments financiers ³	-	20	6	159	-	185
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	721	721
Immobilisations corporelles à la juste valeur	-	-	-	-	27 096	27 096
Goodwill	-	-	-	-	901	901
Actifs d'impôt différé	-	-	-	-	177	177
Autres actifs non courants	103	-	-	-	127	230
Total de l'actif	1 585 \$	20 \$	6 \$	159 \$	29 134 \$	30 904 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs ²	- \$	- \$	- \$	542 \$	- \$	542 \$
Passifs liés à des instruments financiers ³	-	145	125	-	-	270
Montants à payer à des parties liées ²	-	-	-	112	-	112
Dette à long terme et facilités de crédit ^{2, 3}	-	-	-	11 766	-	11 766
Passifs d'impôt différé	-	-	-	-	3 588	3 588
Autres passifs non courants	-	-	-	344	-	344
Total du passif	- \$	145 \$	125 \$	12 764 \$	3 588 \$	16 622 \$

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 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
Dette 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.

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, les prix des marchandises et, selon le cas, les écarts de taux.

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	2017	2016
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	799 \$	- \$	- \$	799 \$	223 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	284	-	-	284	250
Actifs liés à des instruments financiers ²					
Contrats d'énergie dérivés	-	-	-	-	8
Swaps de taux d'intérêt	-	6	-	6	7
Swaps de change	-	20	-	20	49
Placements disponibles à la vente ²	79	80	-	159	136
Immobilisations corporelles	-	-	27 096	27 096	25 257
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers ³					
Contrats d'énergie dérivés	-	(19)	-	(19)	(5)
Swaps de taux d'intérêt	-	(155)	-	(155)	(178)
Swaps de change	-	(96)	-	(96)	(45)
Contrepartie éventuelle ⁴	-	-	(18)	(18)	(16)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit	-	(12 479)	-	(12 479)	(10 870)
Total	1 162 \$	(12 643) \$	27 078 \$	15 597 \$	14 816 \$

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

²⁾ Comprennent les montants du niveau 2 liés aux placements du Brookfield Infrastructure Debt Fund.

³⁾ Comprennent les montants courants et non courants.

⁴⁾ Comprennent les regroupements d'entreprises de 2015 et de 2014 et l'extinction des obligations respectivement en 2021 et 2024.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Information sur les instruments financiers

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

(EN MILLIONS)	2017		2016	
	Actif	Passif	Passif (actif) net	Passif (actif) net
Contrats d'énergie dérivés	- \$	19 \$	19 \$	(3) \$
Swaps de taux d'intérêt	6	155	149	171
Swaps de change	20	96	76	(4)
Titres disponibles à la vente	159	-	(159)	(136)
Total	185	270	85	28
Moins : tranche courante	72	184	112	101
Tranche non courante	113 \$	86 \$	(27) \$	(73) \$

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)	Note	2017	2016	2015
Solde au début de l'exercice		28 \$	145 \$	77 \$
Augmentations (diminutions) de la position nette du passif au titre des instruments financiers :				
Perte latente (profit latent) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés	a)	5	-	(2)
Perte latente par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés	a)	17	28	3
(Profit latent) perte latente par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt	b)	(1)	7	(2)
(Profit latent) perte latente par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt	b)	(18)	1	20
Perte latente (profit latent) par le biais du résultat net sur les swaps de change	c)	29	(3)	13
Perte latente (profit latent) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change	c)	94	61	(57)
Perte latente par le biais du résultat net sur les placements disponibles à la vente	d)	-	-	25
Perte latente (profit latent) par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements disponibles à la vente	d)	20	(52)	-
Acquisitions, règlements et autres		(89)	(159)	68
Solde à la fin de l'exercice		85 \$	28 \$	145 \$
Passifs liés à des instruments financiers non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	5 \$	3 \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	107	2	-
Swaps de change	c)	33	6	-
Positions nettes		145 \$	11 \$	- \$
Passifs liés à des instruments financiers désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	14 \$	2 \$	1 \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	48	176	178
Swaps de change	c)	63	39	12
Positions nettes		125 \$	217 \$	191 \$
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)	(1)	-
Swaps de change	c)	(19)	(10)	(1)
Placements disponibles à la vente	d)	(159)	(136)	(14)
Positions nettes		(179) \$	(150) \$	(15) \$
Actifs liés à des instruments financiers désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés	a)	- \$	(5) \$	(31) \$
Swaps de taux d'intérêt	b)	(5)	(6)	-
Swaps de change	c)	(1)	(39)	-
Positions nettes		(6) \$	(50) \$	(31) \$
Total des positions nettes		85 \$	28 \$	145 \$

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 2017, des profits de 23 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 (48 millions \$ en 2016 et 32 millions \$ en 2015).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2017, des pertes latentes de 9 millions \$ (profits de 6 millions \$ en 2016 et de 25 millions \$ en 2015) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du 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 2017, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 1 704 millions \$ étaient en cours (2 397 millions \$ en 2016), y compris 780 millions \$ (871 millions \$ en 2016) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 4,5 % (2,5 % en 2016).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 20 millions \$ (16 millions \$ en 2016 et néant en 2015).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2017, des pertes latentes de 18 millions \$ (110 millions \$ en 2016 et 114 millions \$ en 2015) 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 2017, des contrats d'une valeur notionnelle totale de 2 306 millions \$ étaient en cours (1 325 millions \$ en 2016), y compris des valeurs notionnelles de 718 millions \$ (283 millions \$ en 2016) liées à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture.

Selon les prix du marché au 31 décembre 2017, des pertes latentes de 48 millions \$ (1 million \$ en 2016 et 12 millions \$ en 2015) 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 de capitaux propres et des titres d'emprunt liquides.

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 2017, les fluctuations nettes liées aux titres disponibles à la vente réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global au résultat net se sont traduites par des profits de 2 millions \$ (profits de 9 millions \$ en 2016 et néant en 2015).

La perte latente par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements disponibles à la vente de 20 millions \$ découle de l'incidence de l'acquisition de TerraForm Power.

6. INFORMATIONS SECTORIELLES

Le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) d'Énergie Brookfield analysent les résultats de l'entreprise, gèrent les activités et affectent les ressources selon le type de technologie.

Depuis le quatrième trimestre de 2017, les activités sont segmentées par technologie, soit 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 4) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Divers). Afin de refléter la nouvelle façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources en raison des placements dans European Storage, TerraForm Power et TerraForm Global et de la poursuite par Énergie Brookfield de l'expansion de ses activités d'énergie solaire et d'accumulation, le principal décideur opérationnel a commencé à analyser ces activités collectivement avec les activités de cogénération et de biomasse. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Une centrale d'accumulation par pompage en Amérique du Nord, auparavant comprise dans le secteur hydroélectrique, est maintenant incluse dans le secteur énergie solaire, accumulation et divers. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activités.

De plus, depuis le quatrième trimestre de 2017, les rapports présentés au principal décideur opérationnel, notamment les mesures utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer le rendement et affecter les ressources, sont au prorata. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent, aux porteurs de parts (les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite), une perspective que le principal décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées en fonction de la consolidation au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes

produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, amortissement des immobilisations corporelles, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

Le résultat net sectoriel n'est pas une mesure utilisée par le principal décideur opérationnel pour analyser les résultats de l'entreprise et affecter les ressources. Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de ses états financiers ne porte pas atteinte aux droits d'Énergie Brookfield sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

Énergie Brookfield présente donc ses résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs.

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.

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, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments typiques généralement ponctuels. Comparativement aux exercices précédents, Énergie Brookfield a révisé sa définition du BAIIA ajusté afin d'inclure sa quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Au cours des exercices précédents, Énergie Brookfield avait inclus ses quotes-parts des fonds provenant des activités découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Énergie Brookfield a révisé sa définition, car elle croit qu'elle offre une meilleure mesure aux investisseurs pour évaluer le rendement financier et le rendement d'exploitation sur une base attribuable aux porteurs de parts.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer le rendement de l'entreprise, qui correspondent au BAIIA ajusté, moins les coûts de service de gestion, 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 porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur dans le format dans lequel la direction organise ses secteurs pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat ligne par ligne, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts									Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Énergie solaire, accumulation et divers	Siège social	Total			
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	945	191	243	161	46	26	67	-	1 679	(74)	1 020	2 625
Autres produits	1	2	12	-	-	-	6	19	40	(11)	18	47
Coûts d'exploitation directs	(281)	(94)	(77)	(42)	(20)	(4)	(34)	(25)	(577)	28	(429)	(978)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57	-	57
BAIIA ajusté	665	99	178	119	26	22	39	(6)	1 142	-	609	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(82)	(82)	-	-	(82)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(180)	(42)	(18)	(45)	(10)	(6)	(17)	(89)	(407)	21	(246)	(632)
Impôt exigible	1	(5)	(12)	-	(1)	-	(1)	-	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(28)	(28)	-	-	(28)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(26)	-	-	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	-	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(341)	(341)
Fonds provenant des activités	486	52	148	74	15	16	21	(231)	581	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(222)	(26)	(141)	(89)	(24)	(8)	(29)	-	(539)	22	(265)	(782)
Perte latente sur les instruments financiers	(3)	(3)	-	(1)	(12)	-	-	(10)	(29)	1	(5)	(33)
Charge d'impôt différé	(67)	(10)	2	45	6	-	1	(3)	(26)	(3)	(20)	(49)
Divers	(20)	6	(8)	(3)	(5)	2	(6)	(9)	(43)	13	2	(28)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	288	288
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	174	19	1	26	(20)	10	(13)	(253)	(56)	-	-	(56)

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 53 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur dans le format dans lequel la direction organise ses secteurs pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat ligne par ligne, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Hydroélectricité			Attribuable aux porteurs de parts Énergie éolienne					Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS ¹
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumulation et divers	Siège social				
Produits	819	192	187	151	56	17	58	1	1 481	(37)	1 008	2 452
Autres produits	24	3	13	-	-	-	(1)	8	47	-	17	64
Coûts d'exploitation directs	(295)	(107)	(70)	(36)	(24)	(4)	(26)	(24)	(586)	16	(468)	(1 038)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	21
BAIIA ajusté	548	88	130	115	32	13	31	(15)	942	-	557	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)	-	-	(62)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(177)	(36)	(24)	(41)	(14)	(7)	(12)	(91)	(402)	12	(216)	(606)
Impôt exigible	(4)	(6)	(9)	-	-	-	-	-	(19)	-	(25)	(44)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(15)	(15)	-	-	(15)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	-	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(316)	(316)
Fonds provenant des activités	367	46	97	74	18	6	19	(208)	419	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(244)	(31)	(125)	(80)	(38)	(4)	(18)	-	(540)	11	(252)	(781)
Perte latente sur les instruments financiers	1	-	-	-	-	-	2	(6)	(3)	(2)	1	(4)
Charge d'impôt différé	31	6	7	49	6	-	-	(21)	78	-	19	97
Divers	(27)	4	(5)	4	6	(1)	(2)	2	(19)	-	(19)	(38)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251	251
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	128	25	(26)	47	(8)	1	1	(233)	(65)	-	-	(65)

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de néant comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 65 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur dans le format dans lequel la direction organise ses secteurs pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat ligne par ligne, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts						Accumulation et divers	Siège social	Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
	Amérique du Nord	Colombie	Bésil	Amérique du Nord	Europe	Bésil						
Produits	819	-	203	150	56	9	59	-	1 296	(44)	376	1 628
Autres produits	23	-	28	12	8	-	-	5	76	-	46	122
Coûts d'exploitation directs	(285)	-	(67)	(38)	(20)	(1)	(31)	(23)	(465)	18	(105)	(552)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26	-	26
BAIIA ajusté	557	-	164	124	44	8	28	(18)	907	-	317	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(48)	(48)	-	-	(48)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(179)	-	(18)	(48)	(12)	(3)	(5)	(81)	(346)	6	(89)	(429)
Impôt exigible	(5)	-	(10)	-	-	-	-	-	(15)	-	(3)	(18)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-	(1)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(30)	(30)	-	-	(30)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(225)	(225)
Fonds provenant des activités	373	-	136	76	32	5	23	(178)	467	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(218)	-	(113)	(83)	(32)	(4)	(12)	-	(462)	9	(161)	(614)
Perte latente sur les instruments financiers	1	-	-	2	-	-	(1)	(15)	(13)	1	3	(9)
Recouvrement d'impôt différé	36	-	4	16	2	-	-	20	78	-	2	80
Divers	14	-	(8)	(30)	(1)	-	(4)	(39)	(68)	-	-	(68)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	-	(10)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156	156
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	206	-	19	(19)	1	1	6	(212)	2	-	-	2

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 10 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 69 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ Le résultat net attribuable aux porteurs de parts comprend le résultat net attribuable à la participation de commandité, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux parts de société en commandite. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

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

	Hydroélectricité			Attribuable aux porteurs de parts					Énergie solaire, accumulation et divers	Siège social	Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie éolienne						
(EN MILLIONS)														
Au 31 décembre 2017 :														
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 396 \$	1 303 \$	1 908 \$	1 798 \$	482 \$	304 \$	11 \$	1 227 \$	- \$	18 429 \$	(1 451) \$	10 118 \$	27 096 \$	
Total de l'actif	11 709	1 574	2 149	1 888	532	443	31	1 456	180	19 962	(1 040)	11 982	30 904	
Total des emprunts	3 049	447	200	1 005	233	192	9	752	2 552	8 439	(848)	4 175	11 766	
Total du passif	5 237	801	380	1 338	334	208	18	877	2 786	11 979	(1 039)	5 682	16 622	
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	90	8	59	6	34	-	-	13	10	220	(10)	144	354	
Au 31 décembre 2016 :														
Immobilisations corporelles à la juste valeur	10 922 \$	1 273 \$	1 895 \$	1 327 \$	545 \$	139 \$	- \$	491 \$	- \$	16 592 \$	(428) \$	9 093 \$	25 257 \$	
Total de l'actif	11 219	1 577	2 059	1 389	587	153	-	561	182	17 727	(280)	10 290	27 737	
Total des emprunts	2 946	467	194	727	249	50	-	215	2 229	7 077	(232)	3 337	10 182	
Total du passif	5 414	824	340	990	337	51	-	268	2 418	10 642	(280)	4 703	15 065	
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	86	9	79	3	18	1	-	18	8	222	(10)	146	358	

Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique :

(MILLIONS)	2017	2016	2015
États-Unis	871 \$	786 \$	799 \$
Colombie	797	819	-
Canada	480	442	426
Brésil	366	269	265
Europe	111	136	138
	2 625 \$	2 452 \$	1 628 \$

Le tableau suivant présente les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence par région géographique :

(MILLIONS)	2017	2016
États-Unis	11 131 \$	10 163 \$
Colombie	5 401	5 275
Canada	5 810	5 845
Brésil	3 479	2 922
Europe	1 332	1 258
Divers	664	-
	27 817 \$	25 463 \$

7. AUTRES PRODUITS

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

(EN MILLIONS)	2017	2016	2015
Produits d'intérêts et divers	32 \$	41 \$	21 \$
Profit sur les placements disponibles à la vente (note 3)	15	-	-
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
	47 \$	64 \$	122 \$

¹⁾ En 2015, la vente d'une centrale 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 la centrale, 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 \$.

8. 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)	Note	2017	2016	2015
Activités, entretien et administration		567 \$	553 \$	396 \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres		161	149	119
Achat de combustible et d'électricité ¹		226	313	15
Frais de commercialisation de l'énergie	27	24	23	22
		978 \$	1 038 \$	552 \$

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

9. DIVERS

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

(EN MILLIONS)	Note	2017	2016	2015
Coûts de transaction		(9) \$	(22) \$	(6) \$
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles	12	(33)	(36)	(45)
Perte latente sur les titres disponibles à la vente		-	-	(25)
Divers		14	20	13
		(28) \$	(38) \$	(63) \$

10. 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)	Note	2017	2016	2015
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur	12	506 \$	1 186 \$	(1 975) \$
Dette à long terme et facilités de crédit		(282)	(244)	697
Passifs et actifs d'impôt différé		(82)	(157)	202
Autres actifs et passifs		48	201	(62)
		190 \$	986 \$	(1 138) \$

11. 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)	2017	2016	2015
(Charge) recouvrement d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée	(39) \$	(44) \$	(18) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise des différences temporaires	8 \$	71 \$	87 \$
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	(42)	35	6
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales	(15)	(9)	(15)
	(49) \$	97 \$	78 \$
Total (de la charge) du recouvrement d'impôt	(88) \$	53 \$	60 \$

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)	2017	2016	2015
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(4) \$	2 \$	8 \$
Divers	15	(7)	(17)
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires	(248)	(55)	(263)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	586	19	(19)
	349 \$	(41) \$	(291) \$

(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)	2017	2016	2015
(Charge) recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi ¹	(50) \$	5 \$	(15) \$
(Diminution) augmentation découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés	(15)	(9)	(15)
Écarts liés à la méthode du profit présumé au Brésil	1	(11)	10
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur	(38)	54	68
Revenu ou pertes comptabilisés comme non imposables pour Énergie Brookfield	14	14	14
Divers	-	-	(2)
(Charge) recouvrement d'impôt au taux effectif	(88) \$	53 \$	60 \$

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 2017, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 63,31 % (384,03 % en 2016). 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)	2017	2016
De 2018 à 2022	8 \$	- \$
2023 et par la suite	108	98

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 2015	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)
Écart 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)
Écart de conversion	-	1	(161)	(160)
Au 31 décembre 2016	499	56	(4 207)	(3 652)
Comptabilisés en résultat net	(97)	(5)	53	(49)
Comptabilisés dans les capitaux propres	13	-	341	354
Regroupements d'entreprises	79	-	(63)	16
Écart de conversion	14	4	(98)	(80)
Au 31 décembre 2017	508 \$	55 \$	(3 974) \$	(3 411) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 2 561 millions \$ (2 948 millions \$ en 2016) 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 1 549 millions \$ (1 380 millions \$ en 2016).

En raison de la récente réforme fiscale aux États-Unis, le passif net d'impôt différé d'Énergie Brookfield a diminué de 546 millions \$, dont un montant de 41 millions \$ a été comptabilisé à titre de charge d'impôt dans le résultat net et un montant de 587 millions \$ a été comptabilisé à titre de recouvrement d'impôt dans les autres éléments du résultat global. À long terme, il est prévu que la baisse du taux d'imposition fédéral américain réduira notre taux d'imposition effectif dans l'ensemble.

12. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Note	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire et divers ¹	Total ²
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
Écart de conversion		(1 585)	(336)	(54)	(1 975)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur		(2)	(43)	-	(45)
Amortissement des immobilisations corporelles		(407)	(200)	(9)	(616)
Au 31 décembre 2015		14 847 \$	3 233 \$	278 \$	18 358 \$
Ajouts		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
Écart 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)
Amortissement des immobilisations corporelles		(565)	(199)	(17)	(781)
Au 31 décembre 2016		21 569 \$	3 313 \$	375 \$	25 257 \$
Ajouts		253	95	6	354
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	-	618	627	1 245
Cession	4	-	(338)	-	(338)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global					
Variation de la juste valeur		828	91	(32)	887
Écart de conversion		332	177	(3)	506
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net					
Variation de la juste valeur		(20)	(8)	(5)	(33)
Amortissement des immobilisations corporelles		(563)	(197)	(22)	(782)
Au 31 décembre 2017		22 399 \$	3 751 \$	946 \$	27 096 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations d'énergie solaire, d'accumulation, de biomasse et de cogénération.

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 13 millions \$ (14 millions \$ en 2016 et 13 millions \$ en 2015) et les immobilisations en cours de 601 millions \$ (663 millions \$ en 2016 et 405 millions \$ en 2015).

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		Colombie		Brésil		Europe	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Taux d'actualisation ¹								
Visés par contrat	4,9 % - 6,0 %	4,8 % - 5,5 %	11,3 %	s. o.	8,9 %	9,2 %	4,1 % - 4,5 %	4,1 % - 5,0 %
Non visés par contrat	6,5 % - 7,6 %	6,6 % - 7,2 %	12,6 %	s. o.	10,2 %	10,5 %	5,9 % - 6,3 %	5,9 % - 6,8 %
Taux de capitalisation final ²	6,2 % - 7,5 %	6,3 % - 6,9 %	12,6 %	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Date de sortie	2037	2036	2037	s. o.	2032	2031	2031	2031

¹⁾ Les taux d'actualisation ne sont pas ajustés en fonction des risques propres à l'actif.

²⁾ Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie.

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)	2017				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(710) \$	(130) \$	(50) \$	(20) \$	(910) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	770	130	50	20	970
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'électricité	620	310	70	20	1 020
Diminution de 5 % des prix futurs de l'électricité	(620)	(310)	(70)	(20)	(1 020)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final ¹	(180)	(50)	-	-	(230)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final ¹	190	50	-	-	240

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

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

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie. 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 2017 était de 15 ans (15 ans en 2016). 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 au 31 décembre 2017 :

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	58 %	17 %	66 %	78 %
De 11 ans à 20 ans	42 %	-	57 %	35 %

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	Colombie	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	84 \$	211 000 COP	274 R\$	90 €
De 11 ans à 20 ans	88	-	407	107

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

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

Par MWh ¹	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
De 1 an à 10 ans	63 \$	238 000 COP	309 R\$	78 €
De 11 ans à 20 ans	112	339 000	458	95

¹⁾ Tient compte de prix nominaux 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 2021 à 2025. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 160 millions \$ (130 millions \$ en 2016).

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)	2017	2016
Hydroélectricité	12 740 \$	12 761 \$
Énergie éolienne	3 030	2 688
Énergie solaire et divers ¹	933	319
	16 703 \$	15 768 \$

¹⁾ Comprend les immobilisations de biomasse et de cogénération.

13. 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)	2017				2016			
	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Emprunts de la société mère								
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	0,8	159 \$	163 \$	5,3	1,8	149 \$	158 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	18,9	119	144	5,8	19,9	111	132
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	2,8	358	382	5,1	3,8	334	368
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	4,1	318	344	4,8	5,1	298	331
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	7,4	318	321	3,8	8,4	298	308
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	9,0	398	400	3,6	10,0	372	380
	4,5	6,4	1 670 \$	1 754 \$	4,5	7,4	1 562 \$	1 677 \$
Facilités de crédit	2,6	4,5	887 \$	887 \$	1,9	4,5	673 \$	673 \$
Emprunts des filiales								
Hydroélectricité	6,3	8,8	6 392 \$	6 813	6,9	7,8	6 249 \$	6 600
Énergie éolienne	5,8	9,7	2 211	2 343	4,6	13,1	1 735	1 879
Énergie solaire et divers	11,0	8,2	682	682	8,9	18,8	41	41
	6,5	9,0	9 285 \$	9 838 \$	6,4	9,0	8 025 \$	8 520 \$
Total de la dette			11 842	12 479			10 260	10 870
Ajouter : primes non amorties ¹			1				2	
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(77)				(80)	
Déduire : tranche courante ^{2, 3}			(1 676)				(1 034)	
			10 090 \$				9 148 \$	

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

²⁾ Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des emprunts de 841 millions \$ qui ont été immédiatement classés dans la tranche courante en raison de la disposition relative au changement de contrôle qui permet aux porteurs de demander à TerraForm Global de racheter les obligations à 101 % de leur valeur nominale au premier trimestre de 2018. Énergie Brookfield a racheté ces emprunts à environ 107 % de leur valeur nominale au premier trimestre de 2018 grâce aux fonds en caisse disponibles et au produit tiré de l'émission de billets qui a été clôturée le 22 février 2018. Se reporter à la note 20, « Trésorerie et équivalents de trésorerie » et à la note 31, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

³⁾ Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs ayant contracté des financements liés à des projets qui étaient en défaut avant l'acquisition affichant un solde de capital de 342 millions \$ et venant à échéance en 2031. Se reporter à la note 18, « Gestion du capital ».

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

(EN MILLIONS)	1 ^{er} janv.	Flux de trésorerie liés aux activités de financement		Sans effet de trésorerie			31 déc.
		Acquisitions	Cessions	Divers ¹			
2017	10 182 \$	267 \$	1 188 \$	(173) \$	302 \$		11 766 \$
2016	7 338 \$	1 502 \$	1 104 \$	- \$	238 \$		10 182 \$

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)	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Emprunts de la société mère et facilités de crédit	159 \$	202 \$	377 \$	- \$	984 \$	835 \$	2 557 \$
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité	206	366	1 013	822	317	3 668	6 392
Énergie éolienne	665	115	122	125	132	1 052	2 211
Énergie solaire et divers	646	3	3	2	4	24	682
	1 676 \$	686 \$	1 515 \$	949 \$	1 437 \$	5 579 \$	11 842 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	110 \$	116 \$	112 \$	716 \$	602 \$	3 003 \$	4 659 \$
							16 501 \$

¹⁾ Les emprunts de la société mère et ceux des filiales ainsi que les facilités de crédit comprennent des primes non amorties et des coûts de financement différés non amortis de respectivement 1 million \$ et 77 millions \$.

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

(EN MILLIONS)	2017	2016	2015
Emprunts de la société mère			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	6 \$	5 \$	5 \$
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	5 \$	6 \$	5 \$
Emprunts des filiales			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	74 \$	54 \$	66 \$
Autres coûts de financement	16	41	7
Amortissement des coûts de financement	(14)	(17)	(15)
Écart de conversion et autres	(4)	(4)	(4)
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	72 \$	74 \$	54 \$
Total	77 \$	80 \$	59 \$

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 30, « 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, Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et certaines autres filiales.

Nos billets à moyen terme de série 3 d'une valeur de 200 millions \$ CA (159 millions \$) échéant en novembre 2018 constituent notre seule échéance à court terme.

Emprunts des filiales

Les emprunts des filiales sont habituellement 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, en Europe et en Afrique du Sud consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable. Les emprunts des filiales en Afrique du Sud se composent de dettes à taux variable indexées sur le taux interbancaire convenu à Johannesburg (le « TICJ ») et de dettes libellées en dollars américains indexées sur le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL »). Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt en Amérique du Nord, en Europe et en Afrique du Sud pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts des filiales au Brésil sont généralement assortis de taux d'intérêt variables de la 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 du taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts des filiales en Colombie sont assortis de taux variables 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. Les emprunts des filiales en Malaisie se composent de dettes à taux variable indexées sur le taux interbancaire offert à Kuala Lumpur (le « TIOKL »). Les emprunts des filiales en Inde se composent de dettes libellées en dollars américains à taux fixe.

En mars 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt bancaire de 60 millions \$ associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie. L'emprunt porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 3,75 %, et vient à échéance en mars 2022.

En mai 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 44 MW en Nouvelle-Angleterre en émettant des billets d'un montant en capital de 65 millions \$. Les billets sont assortis d'un taux nominal de 4,86 % et viennent à échéance en mai 2027.

En juin 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement associé à des actifs éoliens d'une puissance de 11 MW en Arizona en contractant un emprunt bancaire de 11 millions \$. L'emprunt a été entièrement couvert à un taux global de 5,28 % et vient à échéance en juin 2024.

En juin 2017, Énergie Brookfield a conclu le financement associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 17 MW au Québec en émettant des billets d'un montant en capital de 55 millions \$ CA (43 millions \$). Les billets portent intérêt à un taux global de 4,49 % et viennent à échéance en mai 2044.

En juillet 2017, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre. Le financement consistait en une obligation verte d'un montant en capital de 475 millions \$ portant intérêt à un taux de 4,4 % et venant à échéance en juillet 2032.

En octobre 2017, Énergie Brookfield a conclu un financement visant l'acquisition d'un portefeuille de parcs éoliens d'une puissance de 47 MW en Irlande en contractant un emprunt à long terme de 78 millions € (92 millions \$), une facilité de fonds de roulement de 6 millions € (8 millions \$) et une facilité de réserve pour le service de la dette de 4 millions € (4 millions \$). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2032 et porte intérêt à l'EURIBOR, majoré d'une marge de 1,5 %.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 305 millions \$ associé à un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 872 MW dans l'État de New York, à un taux global de 4,29 % et venant à échéance en décembre 2030.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a conclu un financement sans recours de 17 millions £ (22 millions \$) associé à des actifs éoliens d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord. L'emprunt à long terme vient à échéance en 2035 et porte intérêt au TIOL en GBP, majoré d'une marge de 2,20 %.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a conclu un financement de 166 millions \$R (50 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 28 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux de la TJLP, majoré de 2,12 %, et vient à échéance en 2038.

Facilités de crédit

En juin 2017, Énergie Brookfield a prolongé d'un an soit jusqu'au 30 juin 2022, ses facilités de crédit générales d'un montant en capital totalisant 1 600 millions \$. Ces facilités sont assorties d'une marge de 1,20 % et sont destinées aux fins générales du fonds de roulement et aux fins d'émission de lettres de crédit. Les facilités de crédit portent intérêt au taux des acceptations bancaires applicable, au TIOL ou à l'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.

Au cours du premier trimestre de 2017, le montant de la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée fournie par Brookfield Asset Management a été relevé à 400 millions \$. Au cours du quatrième trimestre de 2017, Énergie Brookfield a prolongé d'un an l'échéance, soit jusqu'en décembre 2018. Le taux d'intérêt applicable aux prélèvements correspond au TIOL, majoré de 2 %.

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)	2017	2016
Facilités de crédit autorisées	2 090 \$	1 890 \$
Emprunts effectués sur des facilités de crédit ¹⁾	(685)	(673)
Lettres de crédit émises	(193)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 212 \$	967 \$

¹⁾ Comprennent un montant de 685 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit contractées par la société mère non assorties d'une sûreté générale, mais garanties par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 202 millions \$ emprunté sur une facilité de crédit d'un fonds privé soutenu par Brookfield.

Au 31 décembre 2017, une filiale d'Énergie Brookfield, à titre d'emprunteur admissible, avait reçu un montant de 202 millions \$ sur une facilité de crédit d'un fonds privé soutenu par Brookfield Asset Management. La facilité porte intérêt à un taux correspondant au TIOL, majoré de 1,5 %, vient à échéance en juin 2019 et n'est assortie d'aucune sûreté.

14. 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)	2017	2016
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	6 298 \$	5 589 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	58	55
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 843	2 680
Actions privilégiées	616	576
	9 815 \$	8 900 \$

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	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2014	914 \$	937 \$	- \$	126 \$	- \$	- \$	85 \$	2 062 \$
Résultat net	26	27	-	14	-	-	2	69
Autres éléments du résultat global	89	144	-	(12)	-	-	(17)	204
Apports en capital	-	460	-	-	-	-	-	460
Distributions	(70)	(126)	-	(7)	-	-	(5)	(208)
Divers	(1)	(1)	-	-	-	-	2	-
Au 31 décembre 2015	958 \$	1 441 \$	- \$	121 \$	- \$	- \$	67 \$	2 587 \$
Résultat net	(18)	(16)	15	16	47	19	2	65
Autres éléments du résultat global	46	228	-	2	148	205	6	635
Apports en capital	-	74	1 074	-	1 473	-	-	2 621
Acquisition	-	-	-	-	-	1 417	-	1 417
Distributions	(23)	(73)	(7)	(12)	-	-	(4)	(119)
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	3	-	7	(1 627)	-	(1 617)
Au 31 décembre 2016	963 \$	1 654 \$	1 085 \$	127 \$	1 675 \$	14 \$	71 \$	5 589 \$
Résultat net	(29)	(13)	33	12	47	-	3	53
Autres éléments du résultat global	(76)	269	111	2	78	(1)	-	383
Apports en capital	-	89	186	-	19	-	-	294
Acquisition	-	-	525	-	-	-	-	525
Distributions	(8)	(317)	(88)	(7)	(115)	-	(4)	(539)
Acquisition des actions d'Isagen	-	-	(1)	-	(5)	5	-	(1)
Divers	-	-	1	-	2	(9)	-	(6)
Au 31 décembre 2017	850 \$	1 682 \$	1 852 \$	134 \$	1 701 \$	9 \$	70 \$	6 298 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	23-71 %	25 %	53 %	0,5 %	21-50 %	

La privatisation du portefeuille d'Isagen ayant été menée à terme le 31 mars 2017, les actions d'Isagen ont été radiées de la cote de la Bourse de Colombie. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses co-investisseurs, a acquis 3 358 523 actions supplémentaires d'Isagen. Conformément à l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, Énergie Brookfield comptabilise les participations additionnelles dans Isagen acquises après le placement initial comme des opérations sur capitaux propres liées à l'acquisition de participations ne donnant pas le contrôle. Au 31 décembre 2017, Énergie Brookfield et ses co-investisseurs détenaient une participation d'environ 99,5 % dans Isagen. La participation restante d'environ 0,5 % qui n'était pas détenue par Énergie Brookfield et ses co-investisseurs demeure une participation ne donnant pas le contrôle.

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 %	69-71 %	25 %	76 %	21-50 %	
Établissement	États-Unis Brésil	États-Unis Brésil Europe	États-Unis, Brésil, Inde, Chine, Afrique du Sud	États-Unis	Colombie	États-Unis Brésil Canada	
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
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
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	(18)	(16)	(5)	16	86	2	65
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
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	963 \$	1 654 \$	383 \$	127 \$	2 391 \$	71 \$	5 589 \$
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :							
Produits	123 \$	430 \$	53 \$	135 \$	797 \$	32 \$	1 570 \$
Résultat net	(34)	(20)	18	47	89	7	107
Total du résultat global	(133)	529	126	57	236	-	815
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	(29)	(13)	13	12	67	3	53
Au 31 décembre 2017 :							
Immobilisations corporelles à la juste valeur	1 667 \$	5 153 \$	2 149 \$	964 \$	5 401 \$	411 \$	15 745 \$
Total de l'actif	1 718	5 430	3 294	1 066	6 526	426	18 460
Total des emprunts	556	2 040	1 502	413	1 858	42	6 411
Total du passif	628	2 422	1 678	432	3 336	63	8 559
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	850 \$	1 682 \$	1 138 \$	134 \$	2 424 \$	70 \$	6 298 \$

¹⁾ Compte non tenu de l'information liée à Isagen, qui est présentée séparément.

²⁾ Les participations détenues par des tiers dans Isagen totalisaient 75,9 % au 31 décembre 2017 et étaient composées à 22,9 % de Brookfield Infrastructure Fund III, à 52,5 % des investisseurs institutionnels d'Isagen et à 0,5 % 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 2017, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2016) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2016) étaient en circulation.

Distributions

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	5 \$	5 \$
Distributions incitatives	30	19
	35 \$	24 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	243 \$	232 \$
	278 \$	256 \$

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)	2017	2016	2015
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	2 625 \$	2 452 \$	1 628 \$
Résultat net	51	40	103
Résultat global	1 401	1 369	5
Résultat net attribuable aux éléments suivants ¹ :			
Participation de commandité	(1)	-	-
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	(23)	(29)	1
Aux 31 décembre :			
Immobilisations corporelles à la juste valeur	27 096 \$	25 257 \$	
Total de l'actif	30 904	27 737	
Total des emprunts	11 766	10 182	
Total du passif	16 622	15 065	
Valeur comptable des éléments suivants ² :			
Participation de commandité	58	55	
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	2 843	2 680	

¹⁾ Réparti en fonction de la moyenne pondérée 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 173,5 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 156,4 millions en 2016 et respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 143,3 millions en 2015).

²⁾ Répartie en fonction de la participation de commandité, du nombre de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de parts de société en commandite en circulation de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 180,4 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 166,8 millions en 2016).

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			
				2017	2016	2017	2016
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	4 \$	3 \$	108 \$	101 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹	4,51	3,63	30 avril 2020	3	3	90	84
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	8	8	197	185
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	4	4	82	76
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	7	7	139	130
	31,03			26 \$	25 \$	616 \$	576 \$

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 2017, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

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

En juin 2017, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 26 juin 2018 ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. 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.

15. 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	Distributions déclarées pour les exercices clos les 31 décembre			
				2017	2016	2017	2016
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	4 \$	3 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	8	7	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	8	5	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	30 avril 2022	8	-	187	-
	27,89			28 \$	15 \$	511 \$	324 \$

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 de société en commandite 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 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 11 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 11 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 12 (les « parts privilégiées de série 12 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2022 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 12 auront le droit de recevoir des distributions en trésorerie privilégiées cumulatives à taux variable, dont le taux correspond au rendement des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours, majoré de 3,82 %.

16. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 31 décembre 2017, un total de 180 388 361 parts de société en commandite étaient en circulation (166 839 324 au 31 décembre 2016), dont 56 068 944 parts étaient détenues par Brookfield (51 125 944 au 31 décembre 2016). 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 2017, 302 037 parts de société en commandite (298 946 en 2016) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 31 décembre 2017, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représentait environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 31 décembre 2017, une participation directe de société en commandite de 31 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 42 % 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 2017, 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 9 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 2018, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date.

Émission de parts de société en commandite

Le 6 juillet 2017, Énergie Brookfield a procédé à l'émission de 8 304 000 parts de société en commandite sans droit de vote par voie de prise ferme au prix de 42,15 \$ CA la part de société en commandite, pour un produit brut de 350 millions \$ CA (271 millions \$). Simultanément, Brookfield Asset Management a acheté 4 943 000 parts de société en commandite au prix d'offre (déduction faite de la commission de placement). Le total du produit brut du placement et du placement privé simultanément s'est élevé à 550 millions \$ CA (422 millions \$). Des coûts de transaction de 15 millions \$ CA (11 millions \$) liés à ces placements, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes, 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 1 million \$ et 62 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

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Brookfield	101 \$	83 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	227	198
	328 \$	281 \$

En février 2017, les distributions aux porteurs de parts sont passées 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 a pris effet pour la distribution versée en mars 2017.

17. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Solde au début de l'exercice	896 \$	- \$
Acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises	-	799
Écart de conversion	5	97
Solde à la fin de l'exercice	901 \$	896 \$

18. 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 2017, le ratio s'établissait à 40 % (38 % en 2016).

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.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs ayant contracté des financements liés à des projets qui étaient en défaut avant l'acquisition affichant un solde de capital de 342 millions \$ et venant à échéance en 2031. Au 31 décembre 2017, les emprunts ne respectaient pas certaines clauses restrictives du fait de la faillite de SunEdison, ainsi qu'en raison de problèmes avec les entrepreneurs dans le cadre du contrat d'ingénierie, de fourniture d'équipements et de construction. Au 31 décembre 2017, les soldes des emprunts ont été classés comme courants. Énergie Brookfield travaille actuellement de concert avec tous les prêteurs pour remédier à ces manquements et lever les restrictions relatives aux projets. Mis à part les manquements susmentionnés, au 31 décembre 2017, Énergie Brookfield respectait toutes les clauses restrictives financières importantes.

La stratégie d'Énergie Brookfield en 2017, qui était la même qu'au cours de l'exercice 2016, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Total de la dette		
Tranche courante de la dette à long terme ¹	1 676 \$	1 034 \$
Dette à long terme et facilités de crédit	10 090	9 148
	11 766	10 182
Passifs d'impôt différé, montant net ²	3 411	3 652
Capitaux propres	14 282	12 672
Total de la structure du capital	29 459 \$	26 506 \$
Ratio d'endettement	40 %	38 %

¹⁾ Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des emprunts de 841 millions \$ qui ont été immédiatement classés dans la tranche courante en raison de la disposition relative au changement de contrôle qui permet aux porteurs directs de TerraForm Global de racheter les obligations à 101 % de la valeur nominale au premier trimestre de 2018. Énergie Brookfield a racheté ces emprunts à environ 107 % de leur valeur nominale au premier trimestre de 2018 à partir des fonds en caisse disponibles et du produit tiré de l'émission de billets close le 22 février 2018. Se reporter à la note 20, « Trésorerie et équivalents de trésorerie » et à la note 31, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

²⁾ Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.

19. 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	
			2017	2016
FHH (Guernsey) Limited	Europe	25	245 \$	- \$
TerraForm Power Inc. ¹	États-Unis, Canada	16	212	-
Bear Swamp Power Co. L.L.C.	États-Unis	50	173	114
Galera Centrais Eletricas S.A.	Brésil	50	28	29
Pingston Power Inc.	Canada	50	57	58
Brookfield Infrastructure Fund II Investees	États-Unis, Europe	14-50	6	5
			721 \$	206 \$

¹⁾ La juste valeur de la participation en fonction du prix du marché des actions au 31 décembre 2017 était de 278 millions \$.

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)	2017	2016	2015
Solde au début de l'exercice	206 \$	197 \$	273 \$
Quote-part du résultat net	2	-	10
Quote-part des autres éléments du résultat global			
Réévaluation des immobilisations corporelles	54	7	96
Divers	2	1	-
Dividendes déclarés	(31)	(6)	(19)
Remboursements de capital, montant net	-	-	(144)
Acquisition d'European Storage (note 3)	248	-	-
Acquisition de TerraForm Power (note 3)	221	-	-
Écart de conversion	19	7	(19)
Solde à la fin de l'exercice	721 \$	206 \$	197 \$

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

(EN MILLIONS)	2017	2016
Aux 31 décembre :		
Actifs courants	477 \$	45 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	8 098	864
Autres actifs	213	70
Passifs courants	687	42
Dette à long terme	4 294	463
Autres passifs	958	71

(EN MILLIONS)	2017	2016	2015
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	310 \$	74 \$	89 \$
Résultat net	(24)	-	19
Quote-part du résultat net			
Résultats en trésorerie	29	9	20
Résultats sans effet de trésorerie	(27)	(9)	(10)

20. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Trésorerie ¹⁾	790 \$	210 \$
Dépôts à court terme	9	13
	799 \$	223 \$

¹⁾ Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 611 millions \$ qui, en vertu de l'acte de fiducie des billets de premier rang de TerraForm Global, ne sont pas disponibles aux fins de distribution. Au premier trimestre de 2018, Énergie Brookfield a utilisé une portion de cette trésorerie et du produit tiré de l'émission de billets close le 22 février 2018 pour racheter ces emprunts. Se reporter à la note 13, « Dette à long terme et facilités de crédit » et à la note 31, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

21. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2017	2016
Activités		195 \$	135 \$
Obligations liées au crédit		85	104
Projets de développement		4	11
Total		284	250
Moins : non courante	23	(103)	(129)
Courante		181 \$	121 \$

22. 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)	2017	2016
Créances clients	360 \$	262 \$
Autres créances à court terme	82	103
Charges payées d'avance et créances diverses	112	89
	554 \$	454 \$

Au 31 décembre 2017, 99 % (95 % en 2016) 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 2017 et 2016, une provision pour créances douteuses n'était pas jugée nécessaire au titre des créances clients.

23. 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 cumulé 2017	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette 2016
Liquidités soumises à restrictions	103 \$	- \$	103 \$	129 \$
Coûts de financement non amortis	32	(27)	5	6
Mise de fonds pour l'acquisition	46	-	46	-
Divers	82	(6)	76	41
	263 \$	(33) \$	230 \$	176 \$

Aux 31 décembre 2017 et 2016, les liquidités soumises à restrictions étaient détenues principalement pour acquitter des paiements de location et des accords de crédit.

24. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation	271 \$	147 \$
Dettes fournisseurs	117	87
Intérêts à payer sur des emprunts de la société mère et des filiales	64	68
Contrepartie différée	35	55
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⁾	29	24
Divers	26	32
	542 \$	467 \$

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.

25. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	2017	2016
Provisions liées aux acquisitions		80 \$	111 \$
Obligations au titre des prestations de retraite	29	89	87
Obligations de démantèlement		85	47
Contrepartie éventuelle	3	18	16
Engagements en vertu de conventions d'achat d'électricité		13	-
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions		9	10
Produits différés		9	7
Divers		41	32
		344 \$	310 \$

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 centrales 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.

26. 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 peuvent être renouvelées et se prolonger jusqu'en 2091.

Le solde des coûts de développement liés à deux projets hydroélectriques au Brésil d'une puissance totale de 47 MW et à un projet éolien d'une puissance de 28 MW en Europe devrait s'élever à 44 millions \$. Les trois projets devraient être pleinement en exploitation en 2018.

Au 31 décembre 2017, 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)	
2018	33 \$
2019	32
2020	31
2021	30
2022	27
Par la suite	262
Total	415 \$

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 13, « 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. Les filiales 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.

Aux 31 décembre, les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, et ses filiales se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2017	2016
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels	76 \$	66 \$
Filiales d'Énergie Brookfield	468	483
	544 \$	549 \$

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.

27. 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.

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 2017, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 14 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 82 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (62 millions \$ en 2016 et 48 millions \$ en 2015).

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 le MWh le prix que GLPL reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales 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 le 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 le 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 centrales aux États-Unis d'Énergie Brookfield. Brookfield maintiendra à 75 \$ le MWh le prix que BPUSHA reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales 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 électriques dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America (« GLHA ») au prix de 37 \$ le 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 le 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 centrales d'Hydro Pontiac Inc. au prix de 68 \$ CA le 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 centrales et en 2020 pour l'autre, soit à l'expiration de leurs conventions d'achat d'électricité actuelles conclues 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 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 8, « 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 des activités de production d'électricité 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 intérêts économiques 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 des activités de production d'électricité 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 intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Sauf ce qui est énoncé ci-dessous relativement à TerraForm Power et à Isagen, 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 des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, en vertu de laquelle Brookfield 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 des entités liées à BIF III. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF III étaient de l'ordre de 24 % à 31 %.

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.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec la filiale de Brookfield qui contrôle TerraForm Power. Aux termes de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un des quatre administrateurs de la filiale de Brookfield. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur cette filiale.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté de 400 millions \$ qui vient à échéance en décembre 2018. Pour en savoir plus, se reporter à la note 13, « Dette à long terme et facilités de crédit ». Brookfield Asset Management avait également avancé des fonds d'un montant de 140 millions \$ à Énergie Brookfield au cours du premier trimestre de l'exercice considéré, qui ont été remboursés avant la fin du premier trimestre. La charge d'intérêts sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit et l'avance ont totalisé 1 million \$.

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield Asset Management a transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, mais a droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets. Un montant de 8 millions \$ a été payé dans le cadre de la mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 25 MW.

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)	2017	2016	2015
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	601 \$	527 \$	469 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	6	8	6
	607 \$	535 \$	475 \$
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	(13) \$	(3) \$	(5) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(24)	(23)	(22)
Services d'assurance	(19)	(20)	(30)
	(56) \$	(46) \$	(57) \$
Coûts de service de gestion	(82) \$	(62) \$	(48) \$

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	2017	2016
Actifs courants			
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	54 \$	47 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	6	7
		60 \$	54 \$
Passifs courants			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	48 \$	48 \$
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield	32	26
Montant à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	32	2
		112 \$	76 \$

Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield ne portent pas intérêt, ne sont pas assortis d'une sûreté et sont payables à vue.

Passifs courants

Les montants à payer à Brookfield ne sont pas assortis d'une sûreté, sont payables à vue et se rapportent à des transactions récurrentes.

28. 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)	2017	2016	2015
Créances clients et autres actifs courants	(40) \$	30 \$	(72) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	32	(160)	2
Autres actifs et passifs	(17)	(7)	8
	(25) \$	(137) \$	(62) \$

29. 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 d'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 aux États-Unis, les évaluations actuarielles doivent être effectuées chaque année. Au Canada, 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 du Canada 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 janvier 2015 à janvier 2018. 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
	2017 (%)		2016 (%)		2015 (%)	
Taux d'actualisation	2,4-7,3	3,7-7,1	2,2-7,3	4,1-7,3	2,9-4,7	4,2-4,7
Taux d'inflation des prix	1,5-3,5	s. o.	1,5-3,5	s. o.	2,0-2,5	s. o.
Taux d'augmentation des salaires	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-4,0	2,5-3,0	2,5-3,0
Taux tendanciel des soins de santé ¹⁾	s. o.	5,3-6,9	s. o.	5,3-6,9	s. o.	6,3-7,1

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 2017, 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	(11)	(4)
Diminution de 50 points de base	13	5
Taux d'inflation des prix et hypothèses liées à l'inflation		
Augmentation de 50 points de base	4	s. o.
Diminution de 50 points de base	(4)	s. o.
Taux tendanciel du coût des soins de santé		
Augmentation de 50 points de base	s. o.	4
Diminution de 50 points de base	s. o.	(3)

L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus pourrait ne pas refléter la variation réelle de l'obligation au titre des prestations définies dans la mesure où il est peu probable que les hypothèses varient isolément les unes des autres puisque certaines des hypothèses peuvent être liées entre elles.

Charge comptabilisée aux comptes consolidés de résultat et aux états consolidés du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre :

	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
(EN MILLIONS)	2017		2016		2015	
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	1 \$	3 \$	1 \$	3 \$	1 \$
Coût (recouvrement) des services passés	(1)	-	-	-	1	(1)
Charge d'intérêts	2	3	2	3	1	2
Charges administratives	1	-	1	-	1	-
Comptabilisée au compte consolidé de résultat	5	4	6	4	6	2
Réévaluation du passif net au titre des prestations définies :						
Rendement des actifs des régimes	(8)	-	(2)	-	(1)	-
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	1	(2)	(1)	(1)	2	(5)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	7	3	5	1	(2)	(1)
Ajustements liés à l'expérience	-	1	-	-	2	-
Comptabilisée à l'état consolidé du résultat global	-	2	2	-	1	(6)
Total	5 \$	6 \$	8 \$	4 \$	7 \$	(4) \$

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)	2017		2016		2015	
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	172 \$	57 \$	158 \$	53 \$	124 \$	35 \$
Juste valeur des actifs des régimes	(135)	(5)	(119)	(5)	(103)	-
Passif net	37 \$	52 \$	39 \$	48 \$	21 \$	35 \$

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)	2017		2016		2015	
Solde au début de l'exercice	158 \$	53 \$	124 \$	35 \$	128 \$	43 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3	1	3	1	3	1
(Recouvrement) coût des services passés	(1)	-	-	-	1	(1)
Charge d'intérêts	7	3	7	3	5	2
Pertes (profits) de réévaluation						
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques	1	(2)	(1)	(1)	2	(5)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières	7	3	5	1	(2)	(1)
Ajustements liés à l'expérience	-	1	-	-	2	-
Prestations versées	(7)	(2)	(8)	(2)	(5)	(2)
Regroupements d'entreprises	-	-	25	14	-	-
Écarts de change	4	-	3	2	(10)	(2)
Solde à la fin de l'exercice	172 \$	57 \$	158 \$	53 \$	124 \$	35 \$

On estime à 6 millions \$ les cotisations de l'employeur à faire aux régimes à prestations définies pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2018.

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)	2017		2016		2015	
Solde au début de l'exercice	119 \$	5 \$	103 \$	- \$	108 \$	- \$
Produits d'intérêts	5	-	5	-	4	-
Rendement des actifs des régimes	8	-	2	-	1	-
Cotisations de l'employeur	5	2	7	3	5	2
Regroupement d'entreprises	-	-	9	4	-	-
Prestations versées	(7)	(2)	(8)	(2)	(5)	(2)
Écarts de change	5	-	1	-	(10)	-
Solde à la fin de l'exercice	135 \$	5 \$	119 \$	5 \$	103 \$	- \$

Les actifs des régimes aux 31 décembre se répartissaient comme suit :

	2017 (%)	2016 (%)
Catégorie d'actif :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2	5
Titres de capitaux propres	54	50
Titres de créance	44	44
Immobilier	-	1
	100	100

30. 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 ^{1,2}	Autres filiales ^{1,3}	Ajustements de consolidation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 31 décembre 2017 :							
Actifs courants	32 \$	412 \$	1 691 \$	525 \$	2 816 \$	(3 810) \$	1 666 \$
Actifs non courants	4 483	262	-	20 142	29 508	(25 157)	29 238
Passifs courants	43	7	180	3 024	3 071	(3 811)	2 514
Passifs non courants	-	-	1 505	693	12 670	(760)	14 108
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	6 298	-	6 298
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 843	-	-	2 843
Actions privilégiées	-	616	-	-	-	-	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	511	-	-	516	-	(516)	511
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

¹⁾ Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

²⁾ Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et Brookfield BRP Europe Holdings Limited, 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 ^{1,2}	Autres filiales ^{1,3}	Ajustements de consolidation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	2 625 \$	- \$	2 625 \$
Résultat net	(4)	10	(1)	(435)	631	(150)	51
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

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

31. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 16 janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de série 13 au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (201 millions \$).

Le 19 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement associé à sa centrale d'accumulation par pompage comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni en contractant un emprunt à long terme de 60 millions £ (83 millions \$) et une facilité de lettre de crédit de 90 millions £ (125 millions \$). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2021 et porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 29 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 130 millions \$R (40 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 19 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux de la TJLP, majoré de 2,15 %, et vient à échéance en 2038.

Le 15 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 296 MW aux États-Unis. Le financement consistait en une obligation verte capitalisée à l'échéance d'un montant de 350 millions \$ portant intérêt à un taux de 4,5 % et venant à échéance en 2033. Le produit a été affecté au remboursement du montant en capital de 315 millions \$, et l'excédent a été distribué aux investisseurs.

Le 22 février 2018, TerraForm Global a émis des billets de premier rang d'un montant en capital de 400 millions \$ portant intérêt à un taux de 6,13 % et venant à échéance en mars 2026. Avec la trésorerie en caisse, le produit a été affecté au remboursement du montant de 760 millions \$ lié aux billets de premier rang portant intérêt à un taux de 9,75 % et venant à échéance en 2022. De plus, TerraForm Global a conclu une facilité de crédit renouvelable de 45 millions \$ venant à échéance en février 2021.

Le 27 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement d'obligations de 750 milliards COP (262 millions \$) associé à l'entreprise en Colombie.

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

Wyatt Hartley
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 : BEP.PR.K (parts de société en commandite privilégiées, série 11)
TSX : BEP.PR.M (parts de société en commandite privilégiées, série 13)
TSX : BRF.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRF.PR.B (actions privilégiées, série 2)
TSX : BRF.PR.C (actions privilégiées, série 3)
TSX : BRF.PR.E (actions privilégiées, série 5)
TSX : BRF.PR.F (actions privilégiées, série 6)

Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse <https://bep.brookfield.com>. Vous pouvez également consulter le rapport annuel de 2017 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 416-369-2616 ou en écrivant à enquiries@brookfieldrenewable.com

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE : BEP

TSX : BEP.UN