

Brookfield Renewable

Partners L.P.

RAPPORT INTERMÉDIAIRE
DU PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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 16 300 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 50 400 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 mars 2018 :

	Réseaux hydro- graphiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT ¹ (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
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	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil	26	42	899	4 626	-
	81	217	7 878	36 261	7 487
Énergie éolienne					
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	1 889	-
Divers	-	7	277	536	-
	-	77	3 619	11 599	-
Énergie solaire	-	539	1 533	2 569	-
Accumulation ²	2	4	2 698	-	5 220
Divers ³	-	6	580	-	-
	83	843	16 308	50 429	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. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

²⁾ 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).

³⁾ Comprend quatre centrales alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW), une centrale de cogénération en Colombie (300 MW) et une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base consolidée et trimestrielle au 31 mars 2018 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
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	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil	1 139	1 154	1 166	1 167	4 626
	9 279	9 645	8 138	9 199	36 261
Énergie éolienne					
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	354	422	624	489	1 889
Divers	127	142	139	128	536
	3 012	2 920	2 576	3 091	11 599
Énergie solaire	576	746	699	548	2 569
Totale	12 867	13 311	11 413	12 838	50 429

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. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille au prorata et pour chaque trimestre au 31 mars 2018 :

PRODUCTION (GWh) ¹	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
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	844	844	859	935	3 482
Brésil	952	968	978	978	3 876
	5 235	5 634	4 491	5 058	20 418
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	361	416	300	337	1 414
Canada	336	300	244	354	1 234
	697	716	544	691	2 648
Europe	155	112	100	153	520
Brésil	118	140	214	172	644
Divers	37	41	41	36	155
	1 007	1 009	899	1 052	3 967
Énergie solaire	109	137	125	103	474
Totale	6 351	6 780	5 515	6 213	24 859

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. Pour une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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

Le présent rapport intermédiaire renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport intermédiaire 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 9 – Mise en garde ». Dans le présent rapport intermédiaire, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Le présent rapport intermédiaire, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse <https://bep.brookfield.com>, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

LETTRE AUX PORTEURS DE PARTS

Nous avons déclaré des fonds provenant des activités de 193 millions \$, ou 0,62 \$, par part au premier trimestre, ce qui représente une croissance de 13 % par part sur douze mois. L'entreprise continue de dégager de bons résultats dans l'ensemble des régions et les récentes mesures de croissance entreprises sont conformes aux attentes.

Expertise en matière d'exploitation

Au cours des cinq dernières années, nous avons ajouté à notre portefeuille une puissance de 10 500 mégawatts, 635 installations et 1 000 personnes à l'échelle de six régions géographiques. Nous avons investi au cours de la période des capitaux propres de BEP de l'ordre de 2,3 milliards \$. Pour suivre ce rythme de croissance, une organisation doit posséder une expertise approfondie et accorder la priorité à l'excellence opérationnelle afin que les actifs acquis et l'effectif puissent atteindre les cibles de rendement visées.

Lorsque nous faisons des investissements, nous consacrons beaucoup de temps à l'élaboration de plans d'affaires afin d'améliorer l'efficacité de l'exploitation, de mettre en œuvre de solides programmes liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement, de rechercher des possibilités de conclure de nouveaux contrats et des occasions de développement, et de stabiliser la structure du capital à l'égard des actifs afin de réduire le risque financier tout en rehaussant les marges d'exploitation. Par conséquent, nous sommes en mesure de mettre à jour régulièrement les informations sur nos activités, lesquelles font ressortir des initiatives de création de valeur continues qui ne reposent pas uniquement sur la croissance. Nous sommes choyés que notre entreprise puisse tirer profit d'occasions favorisant une croissance soutenue. Compte tenu de l'envergure de nos activités, nos résultats financiers commencent à afficher les bénéfices croissants tirés de ces occasions.

Nous sommes donc bien placés pour générer au cours des cinq prochaines années une croissance des fonds provenant des activités par part se situant à l'extrémité supérieure de la fourchette de nos cibles de croissance des distributions de 5 % à 9 %, compte non tenu des hausses des prix de l'électricité ni des acquisitions. Cette croissance est attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation dans nos contrats, à l'accroissement des marges entraîné par la croissance des produits et les initiatives de réduction des coûts et à la construction de nos projets de développement à des rendements supérieurs.

Résultats financiers

Dans l'ensemble, l'entreprise a affiché de bons résultats grâce à une grande disponibilité dans l'ensemble du parc d'actifs, à une production supérieure à la moyenne et à l'avancement des initiatives de croissance interne.

Au cours du premier trimestre, l'apport aux fonds provenant des activités de notre secteur hydroélectricité a été de 208 millions \$, une augmentation de 17 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production et la disponibilité étant demeurées fortes à l'échelle du parc d'actifs. La production globale a été de 6 % supérieure à la moyenne à long terme surtout attribuable aux centrales en Amérique du Nord, où, conformément à la période correspondante de l'exercice précédent, la production a été particulièrement forte (de 10 % supérieure à la moyenne à long terme). Les prix à l'échelle de notre portefeuille ont été favorisés par les clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ainsi que par la hausse des prix de l'électricité au Brésil, ce qui a donné lieu à une augmentation de 6 % des prix réalisés moyens par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Nos équipes de commercialisation de l'électricité demeurent à l'affût des occasions de vendre de l'énergie, de la puissance et des produits connexes à des prix supérieurs aux prix de marché actuels. Nous avons réussi à vendre toute notre puissance admissible lors des récentes enchères en Nouvelle-Angleterre, à conclure de nouvelles conventions d'achat d'électricité visant nos actifs existants au Brésil à un prix moyen de

260 R\$ par mégawattheure et avons continué à accroître la durée contractuelle de nos activités en Colombie en signant plusieurs contrats à long terme au cours du trimestre considéré, notamment un nouveau contrat de 10 ans. Enfin, nous avons continué à faire progresser notre portefeuille de projets de développement et avons presque terminé la mise en service de la centrale Silea Verde 4A d'une puissance de 28 mégawatts au Brésil, dont l'apport aux fonds provenant des activités devrait s'élever à 3 millions \$ sur une base annualisée. De plus, nous avons poursuivi la construction de projets d'une puissance supplémentaire totalisant 49 mégawatts au Brésil, dont l'apport aux fonds provenant des activités devrait atteindre 11 millions \$ une fois en service.

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie éolienne se sont élevés à 37 millions \$ au premier trimestre, une augmentation de 7 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable à l'apport de notre participation dans TerraForm Power et dans TerraForm Global. La production à l'échelle du parc d'actifs a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent sur une base comparable, nos activités ayant bénéficié d'une grande diversification. Nous avons également tiré parti de la puissance éolienne supplémentaire de 50 mégawatts que nous avons mise en service en Europe en 2017. Nous continuons à compter sur notre expertise en matière de commercialisation au Brésil pour renégocier les contrats des centrales existantes sur le marché libre à des prix bien supérieurs aux prix actuels du marché réglementé. L'apport aux fonds provenant des activités tiré de cette initiative devrait se chiffrer à environ 6 millions R\$ en 2018. De plus, nous avons obtenu l'approbation des organismes de réglementation pour accroître la capacité d'interconnexion des parcs éoliens au Brésil acquis récemment, ce qui devrait ajouter annuellement 24 gigawattheures à la production et environ 2 millions R\$ aux fonds provenant des activités. Nous poursuivons l'avancement de projets de développement d'une puissance de 47 mégawatts en Irlande et en Écosse, dont l'apport global aux fonds provenant des activités devrait s'élever à 6 millions \$ par année une fois mis en service.

Au premier trimestre, les centrales d'énergie solaire récemment acquises de TerraForm Power et de TerraForm Global ont contribué pour la première fois, pendant un trimestre complet, à hauteur de 10 millions \$ aux fonds provenant des activités d'exploitation. Les centrales ont affiché de bons résultats du fait qu'elles ont pu compter sur une grande disponibilité et une production conforme aux attentes. Nous avons annoncé au cours du trimestre actuel que nous avons créé une coentreprise détenue à parts égales avec le plus important exploitant d'entrepôts en Chine en vue d'aménager une installation d'énergie solaire à partir de panneaux solaires installés sur la toiture des centres de logistique de cet exploitant au pays. Grâce à cette coentreprise, nous prévoyons développer et exploiter une puissance de 300 mégawatts au cours des trois prochaines années et, selon nos estimations de la superficie des toitures de GLP, nous sommes d'avis qu'il existe un potentiel de développement de projets d'une puissance supplémentaire de 1 gigawatt. Cette coentreprise représente une occasion d'accroître notre présence en Chine de façon mesurée, de même qu'à faire croître nos capacités dans le secteur de la production sur commande commerciale et industrielle.

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation se sont chiffrés à 5 millions \$ au cours du premier trimestre, ce qui est supérieur à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent par suite de l'acquisition des installations d'accumulation par pompage de First Hydro au Royaume-Uni au cours du deuxième semestre de 2017 et de la hausse des prix en fonction de la puissance de nos centrales de Bear Swamp en Nouvelle-Angleterre. Nos installations First Hydro ont conservé une grande disponibilité, tout particulièrement au cours de la période de froid extrême en mars, témoignant ainsi de la valeur de ces installations comme fournisseurs de capacité supplémentaire et de réserve ainsi que de services auxiliaires. Nous tirons parti de notre vaste expertise en matière d'exploitation en travaillant de concert avec notre partenaire afin d'optimiser les produits tirés de l'exploitation, de la répartition et de la négociation des actifs, ce qui devrait accroître le rendement au fil du temps. En outre, nous poursuivons la mise à niveau de la puissance de l'installation d'accumulation par pompage de Bear Swamp au

Massachusetts, pour l'augmenter de 60 mégawatts et la faire atteindre un total de 660 mégawatts dans le but d'améliorer l'efficacité de son système et accroître les flux de trésorerie d'exploitation. Dans le cadre de ce processus, nous avons conclu un contrat de sept ans visant la puissance de cette mise à niveau et prévoyons la mise en service de ce projet en 2021. L'apport de ce projet devrait augmenter les fonds provenant des activités de 3 millions \$ par année et représenter un rendement de plus de 20 %.

Bilan, liquidités et taux d'intérêt

Notre situation financière demeure solide compte tenu de liquidités disponibles de 1,7 milliard \$ à la fin du trimestre et des diverses sources de capital auxquelles nous avons accès.

Bien que les marchés soient en général plus volatils que par le passé, la demande mondiale pour les actifs d'énergie renouvelable, et tout particulièrement pour les actifs d'énergie renouvelable dont la production est visée par contrat, demeure très forte. Par conséquent, nous pourrions vendre en temps opportun des actifs parvenus à maturité ou non essentiels pour ensuite réinvestir le capital obtenu dans nos principaux marchés à des rendements attrayants. Comme c'était le cas lors de la vente des deux parcs éoliens irlandais au cours de l'exercice précédent, la stratégie de réinvestissement du capital recyclé provenant des actifs parvenus à maturité ou non essentiels et sans risque dans de nouvelles occasions d'affaires fondées sur la valeur est une stratégie que nous prévoyons mettre en œuvre dans l'avenir.

Nous avons tiré avantage dès le début du trimestre des conditions solides des marchés en mobilisant plus de 1,5 milliard \$ sur les marchés financiers. Ce montant comprend des financements sans recours de 1,3 milliard \$, ce qui a permis de prolonger la durée moyenne de 10,3 ans de la dette sans recours et de réduire le coût moyen de celle-ci à 5,8 %. Notre entreprise est donc bien protégée dans un contexte de hausse des taux.

L'une de nos principales priorités lorsque nous procédons à l'acquisition d'une nouvelle entreprise est d'éliminer les risques liés au bilan. Ainsi, au cours du trimestre, Isagen a émis sur les marchés locaux des titres d'emprunt à long terme, non amortissables, de 750 milliards de COP (environ 260 millions \$ US), ce qui a permis de prolonger la durée moyenne de la dette d'Isagen à 7 ans et de réduire de plus de 40 points de base le coût de celle-ci. Pour ce qui est de TerraForm Global, nous avons émis des billets de 8 ans à un taux d'intérêt de 6,125 %. Avec la trésorerie en caisse, le produit a été affecté au remboursement des billets à 9,75 % de TerraForm Global d'un montant en capital de 760 millions \$. Ce financement a permis des économies d'intérêts annuelles d'environ 50 millions \$ et de stabiliser la structure du capital à long terme de TerraForm Global.

Nous avons toujours donné la priorité au maintien d'un solide bilan de qualité supérieure comportant amplement de liquidités pour assurer une protection contre le risque de perte de valeur, la préservation des capitaux et la stabilité des flux de trésorerie au fil des cycles économiques. Puisque nous finançons nos projets grâce à des emprunts à long terme à taux d'intérêt fixes, le contexte actuel de taux d'intérêt à la hausse n'a pas d'incidence sur les rendements attendus de nos placements. En outre, par suite des récents financements, nous n'avons aucun montant important venant à échéance à court terme. De plus, notre exposition aux taux d'intérêt est minime compte tenu des faibles taux fixes à long terme que nous avons obtenus au cours des dernières années. À l'heure actuelle, seulement 13 % de notre dette demeure à taux variable, et de ce pourcentage, moins de 6 % est associé à nos activités en Amérique du Nord et en Europe. Notre entreprise est donc très bien protégée dans un contexte de hausse des taux. À titre d'exemple, une hausse de 300 points de base des taux d'intérêt aurait une incidence de moins de 3 % sur les fonds provenant des activités. Bien que les marchés soient volatils, nous avons bâti une entreprise très stable ayant la capacité de financer sa croissance à même les liquidités actuellement disponibles et les flux de trésorerie générés en interne.

Perspectives

Nous continuons de nous concentrer sur l'exécution de nos grandes priorités, notamment l'avancement de notre portefeuille de projets de développement et l'accroissement des flux de trésorerie des activités actuelles. Nous continuons également à évaluer les occasions d'acquisitions, toujours à la recherche de possibilités de placements dans des marchés où le capital se fait rare et où nous pouvons ajouter de la valeur grâce à notre expertise en matière d'exploitation.

Nous croyons que l'effet combiné du changement apporté au réseau électrique et du contexte de hausse des taux créera des occasions importantes pour les investisseurs à la recherche de valeur. Par conséquent, nous adoptons une approche sélective pour notre programme d'acquisition, tout en continuant à orienter notre stratégie de placements et notre bilan de façon à tirer avantage des périodes difficiles pour acheter des actifs de grande qualité en deçà de leur coût de remplacement.

Nous vous remercions de votre soutien constant et avons hâte de vous faire part de nos progrès au prochain trimestre.

Cordialement,

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le 3 mai 2018

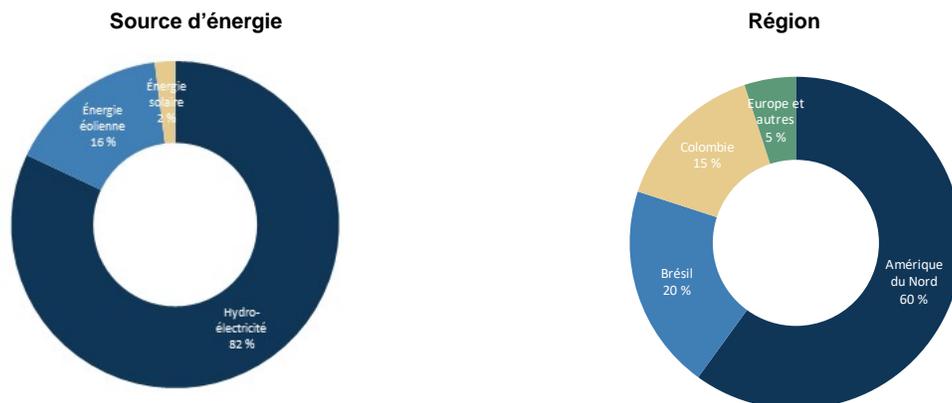
NOS FORCES CONCURRENTIELLES

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 16 308 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 24 859 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 16 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 72 % 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 mars 2018, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 1,7 milliard \$, des placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt et des 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 comptions 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 actif 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 le trimestre clos le 31 mars 2018

Le présent rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2018 a été préparé en date du 3 mai 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 8 – 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 ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « 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 9 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities and 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 du premier trimestre de 2018	9	PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles	
		Sommaire des résultats trimestriels historiques	35
PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	11	PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	36
PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires		Événement postérieur à la date de clôture	38
Immobilisations corporelles	13	PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	39
Transactions entre parties liées	13		
Capitaux propres	14	PARTIE 9 – Mise en garde	45
PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata			
Résultats au prorata pour les troisièmes trimestres clos les 31 mars	16		
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	23		
Profil des contrats	26		
PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement			
Structure du capital, emprunts à long terme et liquidités disponibles	29		
Tableaux consolidés des flux de trésorerie	32		
Actions et parts en circulation	33		
Dividendes et distributions	34		
Obligations contractuelles	34		
Accords hors état de la situation financière	34		

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE DE 2018

TROIS MOIS CLOS LES 31 MARS

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2018	2017
Information sur l'exploitation		
Puissance (MW)	16 308	10 621
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	12 852	10 364
Production réelle	12 880	10 484
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	6 351	5 889
Production réelle	6 694	6 161
Produits moyens (\$ par MWh)	75	68
Informations financières choisies¹		
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	8 \$	16 \$
Résultat de base par part de société en commandite	0,03	0,05
BAlIA ajusté consolidé ²	582	456
BAlIA ajusté au prorata ²	351	302
Fonds provenant des activités ²	193	166
Fonds provenant des activités ajustés ²	175	149
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	0,62	0,55
Distribution par part de société en commandite	0,49	0,47

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 le trimestre clos le 31 mars 2018, 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 312,7 millions (299,2 millions en 2017).

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 9 – Mise en garde ».

	31 mars 2018	31 déc. 2017
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 696 \$	1 697 \$
Ratio d'endettement	39 %	39 %
Emprunts sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield	72 %	70 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables	13 %	13 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6,1 ans	6,4 ans
Taux d'intérêt moyen	4,5 %	4,5 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10,3 ans	10,5 ans
Taux d'intérêt moyen	5,8 %	5,8 %

Résultats d'exploitation

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 8 millions \$, l'augmentation de 27 millions \$ des fonds provenant des activités ayant été largement neutralisée par une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles en raison de la croissance du portefeuille. Le résultat de base par part de société en commandite a reculé en regard de celui de la période correspondante de l'exercice précédent, passant de 0,05 \$ par part de société en commandite à 0,03 \$ par part de société en commandite, en raison surtout de la diminution du résultat net attribuable aux porteurs de parts susmentionnée.

Les fonds provenant des activités ont augmenté de 16 %, ou 193 millions \$, grâce essentiellement à la croissance soutenue de nos activités de base, à l'apport de nos récentes acquisitions et à l'accroissement de la production comparable :

- L'apport des activités en interne à la croissance a été de 11 millions \$ grâce aux produits visés par des clauses d'indexation sur l'inflation, des initiatives de réduction des coûts et de la mise en service de projets d'une puissance 50 MW provenant du portefeuille de projets de développement au cours de l'exercice précédent.
- L'apport des récentes acquisitions aux fonds provenant des activités (déduction faite du financement) et à la production nette au prorata s'est chiffré respectivement à 2 millions \$ et 424 GWh.
- La production au prorata a augmenté de 2 % en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent en fonction d'une production comparable.

Les fonds provenant des activités par part de 0,62 \$ ont augmenté de 13 % par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les distributions ont été de 0,49 \$ par part de société en commandite, ce qui représente une hausse de 5 % par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice précédent.

Opérations sur capitaux propres et situation de trésorerie et sources de financement

La situation de trésorerie demeure solide, les liquidités disponibles à la fin du trimestre se chiffrant à 1,7 milliard \$.

Nous avons tiré parti des marchés vigoureux au début du trimestre pour mobiliser des capitaux d'un montant de 1,5 milliard \$ sur les marchés, lesquels comprennent :

- L'émission de parts de société en commandite privilégiées, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (201 millions \$);
- Nous avons conclu des financements d'un montant de 1,3 milliard \$ dans le cadre de notre portefeuille d'emprunts sans recours, tout en conservant des clauses contractuelles très avantageuses, ce qui nous a permis d'atteindre une durée moyenne au prorata jusqu'à l'échéance de 10 ans pour nos emprunts et de réduire nos coûts moyens au prorata à 5,8 %.

Croissance et développement

Nous avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, éoliens et d'accumulation par pompage d'une puissance de 187 MW. La mise en service de ces projets devrait survenir entre 2018 et 2021. Nous prévoyons qu'ils généreront des fonds provenant des activités annualisés de 23 millions \$.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	793 \$	677 \$
Autres produits	9	8
Coûts d'exploitation directs	(256)	(233)
Coûts de service de gestion	(21)	(16)
Charge d'intérêts – emprunts	(180)	(163)
Amortissement des immobilisations corporelles	(213)	(200)
Charge d'impôt exigible	(7)	(16)
Charge d'impôt différé	(9)	(5)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	8 \$	16 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,26	1,32
€	0,81	0,94
R\$	3,24	3,14
£	0,72	0,81
COP	2 859	2 921

Analyse des variations pour le trimestre considéré

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, nous avons enregistré un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 8 millions \$, contre un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 16 millions \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2017.

Les produits se sont élevés à 793 millions \$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018, ce qui représente une augmentation de 116 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent découlant principalement de l'apport provenant de nos acquisitions et des projets de développement mis en service récemment. Les produits ont augmenté de 49 millions \$ alors que la production consolidée a progressé de 2 396 GWh, soit 23 %. De cette progression, 2 286 GWh sont associés à nos récentes acquisitions et 57 GWh, à nos projets de développement d'une puissance de 50 MW dont la mise en service est survenue en 2017. La vente en 2017 du parc éolien en Europe a eu pour effet de réduire la production de 75 GWh. La production consolidée a progressé de 1 % sur une base comparable en raison surtout des fortes conditions hydrologiques en Amérique du Nord et au Brésil de même qu'en raison des fortes ressources éoliennes dont ont pu tirer avantage les centrales en Amérique du Nord et en Europe. Les prix réalisés moyens ont fait monter les produits de 49 millions \$ grâce aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ainsi qu'à la hausse des prix du marché réalisés sur la production non contractuelle en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie et en Europe. La dépréciation du dollar américain par rapport à la plupart des monnaies étrangères dans lesquelles nous faisons affaire a apporté un montant supplémentaire de 18 millions \$ aux produits, ce qui a également eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt.

Les coûts d'exploitation directs se sont fixés à 256 millions \$, soit une augmentation de 23 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à la croissance de notre portefeuille découlant des récentes acquisitions et de la mise en service de projets de développement en 2017, lesquels ont représenté des coûts d'exploitation supplémentaires de 16 millions \$. Sur une base comparable, les coûts d'exploitation ont augmenté de 7 millions \$, par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui comprenaient des recouvrements de coûts non récurrents de 10 millions \$ liés essentiellement à la taxe foncière. Compte non tenu de ces

éléments non récurrents, les coûts d'exploitation ont diminué de 3 millions \$ du fait de nos initiatives de réduction des coûts mises en œuvre à l'échelle de l'entreprise (10 millions \$), en partie annulées par l'incidence de la dépréciation du dollar américain par rapport à la plupart des monnaies étrangères dans lesquelles nous faisons affaire.

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ représentent une augmentation de 5 millions \$ attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation de l'entreprise par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts et la charge d'amortissement se sont élevées respectivement à 180 millions \$ et 213 millions \$, ce qui représente une augmentation de respectivement 17 millions \$ et 13 millions \$ par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la croissance du portefeuille, qui a entraîné une charge d'intérêts additionnelle de 22 millions \$ et une charge d'amortissement de 20 millions \$.

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 intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Actifs courants	1 314 \$	1 666 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	27 352	27 096
Goodwill	994	901
Total de l'actif	30 836	30 904
Dette à long terme et facilités de crédit	11 443	11 766
Passifs d'impôt différé	3 707	3 588
Total du passif	16 363	16 622
Total des capitaux propres	14 473	14 282
Total du passif et des capitaux propres	30 836	30 904

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

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 27,4 milliards \$ au 31 mars 2018, contre 27,1 milliards \$ au 31 décembre 2017. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, l'acquisition des actifs d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud a totalisé 158 millions \$. L'augmentation de 285 millions \$ des immobilisations corporelles, principalement les actifs en Colombie, est attribuable à la dépréciation du dollar américain, alors que le peso de Colombie s'est apprécié de 7 % depuis le 31 décembre 2017. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 213 millions \$, qui est beaucoup plus élevée que le montant que nous devons réinvestir dans l'entreprise en dépenses d'investissement de maintien.

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 18, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés intermédiaires non 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 certaines 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 du premier trimestre de 2018, le montant total de 400 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée fournie par Brookfield Asset Management a été emprunté. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, la charge d'intérêts sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit a totalisé 2 millions \$ (néant en 2017).

Une filiale d'Énergie Brookfield vend, dans le cours normal des activités, de l'électricité à Brookfield Infrastructure, entreprise réglementée de distribution en Colombie, qui en fait par la suite la distribution pour cette filiale. Par conséquent, des produits de 3 millions \$ (néant en 2017) ont été dégagés pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat intermédiaires non audités pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Produits		
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	140 \$	150 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	1
	141 \$	151 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	(2) \$	(3) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)
Services d'assurance	(6)	(8)
	(14) \$	(17) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(16) \$

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 11 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre clos le 31 mars 2018 (8 millions \$ en 2017).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

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, 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 %.

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 mars 2018, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Capitaux propres des commanditaires

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.

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, aux fins de gestion du capital, jusqu'à 9 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation. L'offre viendra à échéance le 28 décembre 2018, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer de racheter le nombre de parts voulu avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir, sans frais, une copie de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield. Le 20 mars 2018, Énergie Brookfield a racheté 8 700 parts de société en commandite négociées à la Bourse de Toronto au prix moyen de 39,20 \$ CA.

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

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le principal décideur opérationnel d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour des informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TROISIÈMES TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	3 765	3 766	3 439	3 439	261 \$	255 \$	191 \$	194 \$	146 \$	148 \$	77 \$	83 \$
Brésil	1 038	871	957	950	69	52	51	42	41	33	1	(4)
Colombie	768	826	844	846	53	47	31	24	21	10	12	-
	5 571	5 463	5 240	5 235	383	354	273	260	208	191	90	79
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	645	398	697	452	54	39	41	31	26	21	(6)	1
Europe	165	172	155	169	17	15	11	11	8	7	(1)	(1)
Brésil	103	58	118	33	8	4	5	3	3	2	(1)	1
Divers	32	-	34	-	2	-	1	-	-	-	(1)	-
	945	628	1 004	654	81	58	58	45	37	30	(9)	1
Énergie solaire	115	-	107	-	18	-	16	-	10	-	(2)	-
Accumulation et divers	63	70	-	-	17	13	9	3	5	-	(12)	(6)
Siège social	-	-	-	-	-	-	(5)	(6)	(67)	(55)	(59)	(58)
Total	6 694	6 161	6 351	5 889	499 \$	425 \$	351 \$	302 \$	193 \$	166 \$	8 \$	16 \$

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	5 240	5 235
Production (GWh) – réelle	5 571	5 463
Produits	383 \$	354 \$
Autres produits	2	4
Coûts d'exploitation directs	(112)	(98)
BAIIA ajusté	273	260
Charge d'intérêts	(61)	(63)
Charge d'impôt exigible	(4)	(6)
Fonds provenant des activités	208 \$	191 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(100)	(97)
Impôts différé et autres	(18)	(15)
Résultat net	90 \$	79 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Amérique du Nord										
États-Unis	2 343	2 279	70 \$	70 \$	113 \$	109 \$	85 \$	78 \$	38 \$	34 \$
Canada	1 422	1 487	68	65	78	85	61	70	39	49
	3 765	3 766	69	68	191	194	146	148	77	83
Brésil	1 038	871	66	60	51	42	41	33	1	(4)
Colombie	768	826	69	57	31	24	21	10	12	-
Total	5 571	5 463	69 \$	65 \$	273 \$	260 \$	208 \$	191 \$	90 \$	79 \$

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités de production hydroélectrique se sont fixés à 208 millions \$, comparativement à 191 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Compte non tenu des recouvrements non récurrents de taxe foncière d'un montant de 10 millions \$ survenus au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, les fonds provenant des activités ont augmenté de 27 millions \$ en raison de la hausse de 2 % de la production et de l'augmentation de 1 % des produits moyens par MWh attribuable aux produits visés par des clauses d'indexation sur l'inflation et des prix vigoureux sur le marché ainsi qu'aux initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 11 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de l'augmentation susmentionnée des fonds provenant des activités, en partie contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement associée à la croissance de notre portefeuille.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 146 millions \$, comparativement à 148 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Compte non tenu des recouvrements non récurrents de taxe foncière d'un montant de 10 millions \$ survenus au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, les fonds provenant des activités ont augmenté de 8 millions \$ en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les produits moyens par MWh ont augmenté de 1 % sous l'effet des produits visés par des clauses d'indexation sur l'inflation et de la hausse des prix du marché. La production a été de 10 % supérieure à la moyenne à long terme et comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les coûts d'exploitation ont diminué en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la mise en œuvre d'initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 6 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de l'augmentation susmentionnée des fonds provenant des activités, en partie contrebalancée par la donation de certains actifs non liés aux activités d'exploitation.

Brésil

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités au Brésil se sont élevés à 41 millions \$, contre 33 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production ayant été de 8 % supérieure à la moyenne à long terme en raison des fortes conditions hydrologiques. Les produits moyens par MWh ont augmenté de 10 %, nos activités ayant tiré parti des produits visés par des clauses d'indexation sur l'inflation et de la hausse des prix du marché.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 5 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de l'augmentation susmentionnée des fonds provenant des activités, en partie contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement associée aux actifs en développement.

Colombie

Les fonds provenant des activités tirés des activités en Colombie se sont fixés à 21 millions \$ en regard de 10 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, une hausse de 20 % des produits moyens par MWh ayant largement neutralisé la production qui a été de 9 % inférieure à la moyenne à long terme. Les produits moyens par MWh ont tiré parti des produits visés par des clauses d'indexation sur l'inflation et de la hausse des prix du marché. Les coûts ont diminué en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de notre mise en œuvre des initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 12 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation déjà mentionnée des fonds provenant des activités.

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 trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	1 004	654
Production (GWh) – réelle	945	628
Produits	81 \$	58 \$
Autres produits	1	-
Coûts d'exploitation directs	(24)	(13)
BAIIA ajusté	58	45
Charge d'intérêts	(20)	(15)
Charge d'impôt exigible	(1)	-
Fonds provenant des activités	37 \$	30 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(39)	(30)
Impôts différé et autres	(7)	1
Résultat net	(9) \$	1 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Amérique du Nord										
États-Unis	290	87	72 \$	103 \$	12 \$	5 \$	4 \$	1 \$	(8) \$	(3) \$
Canada	355	311	93	96	29	26	22	20	2	4
	645	398	84	98	41	31	26	21	(6)	1
Europe	165	172	103	87	11	11	8	7	(1)	(1)
Brésil	103	58	78	69	5	3	3	2	(1)	1
Divers	32	-	63	-	1	-	-	-	(1)	-
Total	945	628	86 \$	92 \$	58 \$	45 \$	37 \$	30 \$	(9) \$	1 \$

Les fonds provenant des activités tirés des activités de production d'énergie éolienne se sont chiffrés à 37 millions \$ par rapport à 30 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent grâce à l'apport provenant de notre participation dans TerraForm Power et TerraForm Global à la fin de 2017.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 10 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités a été contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 26 millions \$, comparativement à 21 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les actifs éoliens de TerraForm Power ont ajouté 4 millions \$ aux fonds provenant des activités et 216 GWh à la production. Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont augmenté de 1 million \$ du fait surtout d'une hausse de 8 % de la production attribuable à l'augmentation des ressources éoliennes de nos activités au Canada.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 7 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités susmentionnée a été contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Europe

Compte tenu de la vente du parc éolien d'une puissance de 137 MW au premier trimestre de 2017, les fonds provenant des activités tirés des activités en Europe ont augmenté de 8 millions \$ en regard de 5 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de l'apport des projets en développement mis en service au cours de l'exercice précédent. De plus, nous avons tiré parti d'une hausse de 5 % de la production comparable en raison des ressources éoliennes supérieures à la moyenne et de l'augmentation des produits moyens par MWh du fait des prix vigoureux sur le marché.

La production et les fonds provenant des activités ont diminué respectivement de 30 GWh et 2 millions \$ en raison de la vente de l'actif susmentionné.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Brésil

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités au Brésil se sont fixés à 3 millions \$, comparativement à 2 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les actifs éoliens de TerraForm Global ont ajouté 2 millions \$ aux fonds provenant des activités et 68 GWh à la production. Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont reculé de 1 million \$, la production ayant été comparable à la moyenne à long terme, mais de 23 GWh inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul a été compensé en partie par une augmentation de 13 % des produits moyens par MWh sous l'effet des initiatives de renégociation de contrats réalisées au cours du trimestre.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 2 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités a été contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement attribuable à la croissance de notre portefeuille.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	107	-
Production (GWh) – réelle	115	-
Produits	18 \$	- \$
Autres produits	2	-
Coûts d'exploitation directs	(4)	-
BAIIA ajusté	16	-
Charge d'intérêts	(6)	-
Fonds provenant des activités	10 \$	- \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(6)	-
Impôts différé et autres	(6)	-
Perte nette	(2) \$	- \$

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités de production d'énergie solaire se sont fixés à 10 millions \$. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes compte tenu des acquisitions de TerraForm Power et de TerraForm Global réalisées au cours du quatrième trimestre de l'exercice précédent. La production de 115 GWh a été de 7 % supérieure à la moyenne à long terme.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – réelle	63	70
Produits	17 \$	13 \$
Coûts d'exploitation directs	(8)	(10)
BAIIA ajusté	9	3
Charge d'intérêts	(4)	(3)
Fonds provenant des activités	5 \$	- \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(6)	(6)
Impôts différé et autres	(11)	-
Perte nette	(12) \$	(6) \$

Les fonds provenant des activités tirés des activités des centrales d'accumulation par pompage et des installations alimentées à la biomasse se sont fixés à 5 millions \$, comparativement à néant pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable essentiellement à l'amélioration du rendement de notre centrale d'accumulation par pompage en Nouvelle-Angleterre, laquelle a été soutenue par une hausse des prix en fonction de la puissance et une augmentation de la production. En outre, nous avons tiré parti de l'apport du récent placement dans First Hydro dont l'exploitation est conforme à nos attentes.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Autres produits	1	-
Coûts d'exploitation directs	(6)	(6)
BAIIA ajusté	(5)	(6)
Coûts de service de gestion	(21)	(16)
Charge d'intérêts	(25)	(21)
Distributions sur les actions et parts de société en commandite privilégiées	(16)	(12)
Fonds provenant des activités	(67) \$	(55) \$
Impôts différé et autres	8	(3)
Perte nette	(59) \$	(58) \$

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ représentent une augmentation de 5 millions \$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation en raison de l'expansion de l'entreprise au cours de l'exercice précédent.

Les distributions attribuables aux parts de société en commandite privilégiées se sont améliorées de 4 millions \$ par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un montant en capital de 250 millions \$ CA (201 millions \$) qui a été réalisée au premier trimestre de 2018.

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 mars 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts										Contribution des participations 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	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
Produits	261	69	53	54	17	8	2	18	17	-	499	(39)	333	793
Autres produits	-	1	1	1	-	-	-	2	-	1	6	(2)	5	9
Coûts d'exploitation directs	(70)	(19)	(23)	(14)	(6)	(3)	(1)	(4)	(8)	(6)	(154)	13	(115)	(256)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	8	36
BAIIA ajusté	191	51	31	41	11	5	1	16	9	(5)	351	-	231	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(7)	(10)	(14)	(3)	(2)	(1)	(6)	(4)	(25)	(116)	9	(73)	(180)
Charge d'impôt exigible	(1)	(3)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	(5)	-	(2)	(7)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-	(9)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(8)	(17)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(148)	(148)
Fonds provenant des activités	146	41	21	26	8	3	-	10	5	(67)	193	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	146	41	21	26	8	3	-	10	5	(67)	175	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(38)	(5)	(26)	(8)	(4)	(1)	(6)	(6)	-	(151)	12	(74)	(213)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	2	-	(2)	-	(1)	-	-	(2)	1	7	5	-	(12)	(7)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(4)	-	(1)	(6)	-	-	-	(1)	-	5	(7)	2	(4)	(9)
Divers	(10)	(2)	(1)	-	-	-	-	(3)	(12)	(4)	(32)	5	(2)	(29)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	(19)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	77	1	12	(6)	(1)	(1)	(1)	(2)	(12)	(59)	8	-	-	8

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 56 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette 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 mars 2017 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts								Total	Contribution des participations 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			Accumulation et divers	Siège social				
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	255	52	47	39	15	4	13	-	425	(9)	261	677
Autres produits	-	3	1	-	-	-	-	-	4	-	4	8
Coûts d'exploitation directs	(61)	(13)	(24)	(8)	(4)	(1)	(10)	(6)	(127)	5	(111)	(233)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
BAIIA ajusté	194	42	24	31	11	3	3	(6)	302	-	154	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(45)	(6)	(12)	(10)	(4)	(1)	(3)	(21)	(102)	3	(64)	(163)
Charge d'impôt exigible	(1)	(3)	(2)	-	-	-	-	-	(6)	-	(10)	(16)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	-	(6)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80)	(80)
Fonds provenant des activités	148	33	10	21	7	2	-	(55)	166	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	148	33	10	21	7	2	-	(55)	149	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	-	-	-	-	-	-	-	-	17	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(53)	(36)	(8)	(20)	(9)	(1)	(6)	-	(133)	3	(70)	(200)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	(4)	(3)	-	1	-	-	-	(9)	(15)	1	(6)	(20)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(7)	2	(2)	-	1	-	-	6	-	-	(5)	(5)
Divers	(1)	-	-	(1)	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81	81
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ³	83	(4)	-	1	(1)	1	(6)	(58)	16	-	-	16

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 3 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. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 1 million \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette 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 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 mars :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	Par part	
			2018	2017
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	5 \$	9 \$	0,03 \$	0,05 \$
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	3	7	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	8 \$	16 \$	0,03 \$	0,05 \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata				
Amortissement des immobilisations corporelles	151	133	0,49	0,44
(Profit latent) perte latente sur les instruments financiers	(5)	15	(0,02)	0,05
Charge d'impôt différé	7	-	0,02	-
Divers	32	2	0,10	0,01
Fonds provenant des activités	193 \$	166 \$	0,62 \$	0,55 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹			312,7	299,2

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	Solde en 2018	2019	2020	2021	2022
Production (GWh)					
Production visée par contrat¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	5 217	7 175	6 306	6 098	4 791
Canada	3 838	5 051	3 584	3 091	3 045
	9 055	12 226	9 890	9 189	7 836
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	977	1 302	1 261	1 226	1 214
Canada	873	1 197	1 197	1 197	1 197
	1 850	2 499	2 458	2 423	2 411
Europe	337	481	427	420	414
Divers ³	120	155	155	155	155
	2 307	3 135	3 040	2 998	2 980
Énergie solaire	366	475	475	475	475
Production visée par contrat au prorata	11 728	15 836	13 405	12 662	11 291
Production non visée par contrat au prorata	972	1 403	3 834	4 577	5 948
Moyenne à long terme au prorata	12 700	17 239	17 239	17 239	17 239
Participations ne donnant pas le contrôle	9 424	12 957	12 957	12 957	12 957
Moyenne à long terme totale	22 124	30 196	30 196	30 196	30 196
Production visée par contrat – au 31 mars 2018					
% de la production totale au prorata	92 %	92 %	78 %	73 %	65 %
Prix par MWh – production totale au prorata	74 \$	75 \$	80 \$	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 27 GWh.

²⁾ Comprend la production de 637 GWh pour 2018 et de 869 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 1 204 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 (43 %), d'organismes publics d'électricité (21 %), de sociétés de distribution (18 %) et d'utilisateurs industriels (18 %).

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 :

	31 mars 2018	31 déc. 2017
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		
Facilités de crédit ¹	692 \$	887 \$
Emprunts de la société mère ²	1 623	1 665
Emprunts des filiales ³	9 128	8 774
Dette à long terme	11 443	11 326
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 535	3 411
Capitaux propres	14 473	14 282
Total de la structure du capital	29 451 \$	29 019 \$
Ratio d'endettement	39 %	39 %

¹⁾ Pour 2017, 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 par 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.

Liquidités disponibles

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

	31 mars 2018	31 déc. 2017
(EN MILLIONS)		
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield ¹	198	195
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	114	159
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées	2 090	2 090
Emprunts effectués sur les facilités de crédit ²	(692)	(685)
Lettres de crédit émises	(186)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 212	1 212
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	172	131
Liquidités disponibles	1 696 \$	1 697 \$

¹⁾ Pour 2017, les montants sont présentés déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au bilan de TerraForm Global qui, aux termes de l'acte de fiducie, n'étaient pas disponibles aux fins de distribution.

²⁾ Pour 2017, les emprunts 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 liquidités 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

Dès le début du premier trimestre de 2018, nous avons tiré parti des marchés vigoureux pour contracter des emprunts à long terme de plus de 1 milliard \$ pour l'ensemble du portefeuille. Au cours du trimestre, nous avons mobilisé un capital de 1,5 milliard \$ sur les marchés, y compris des financements sans recours de 1,3 milliard \$, ce qui a permis de fixer la durée moyenne pondérée de la dette sans recours à 10,3 ans et de réduire le coût moyen pondéré de celle-ci à 5,8 %.

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 :

	31 mars 2018			31 déc. 2017		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)		Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère	4,5	6,1	1 628 \$	4,5	6,4	1 670 \$
Facilités de crédit ¹	2,8	4,3	692	2,6	4,5	887
Emprunts des filiales au prorata						
Hydroélectricité	6,1	10,4	3 754	6,1	10,5	3 741
Énergie éolienne	5,1	11,1	1 277	5,1	11,3	1 286
Énergie solaire	6,1	10,3	463	6,0	10,5	456
Accumulation et divers	5,3	6,9	277	5,3	7,1	277
	5,8	10,3	5 771	5,8	10,5	5 760
Total de la dette au prorata			8 091 \$			8 317 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(49)			(47)
Quote-part d'Énergie Brookfield			8 042			8 270
Financements ultérieurs ²			-			(33)
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(831)			(834)
Participations ne donnant pas le contrôle			4 232			4 363
Selon les états financiers en IFRS			11 443 \$			11 766 \$

¹⁾ Les emprunts sur les facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

²⁾ 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 mars 2018 :

(EN MILLIONS)	Solde en					Par la suite	Total
	2018	2019	2020	2021	2022		
Remboursements de capital							
Emprunts de la société mère et facilités de crédit ¹⁾	155	-	349	-	1 002	814	2 320 \$
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité	95	147	387	212	216	2 697	3 754
Énergie éolienne	60	75	79	84	123	856	1 277
Énergie solaire	8	12	12	20	48	363	463
Accumulation et divers	6	4	4	68	3	192	277
	169	238	482	384	390	4 108	5 771
Total	324	238	831	384	1 392	4 922	8 091 \$

¹⁾ Les emprunts sur les facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

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 (155 millions \$) dont l'échéance est en novembre.

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 mars 2018, 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 de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Au 31 mars 2018, 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 mars 2018, 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 :

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	31 mars	31 déc.	31 mars	31 déc.
	2018	2017	2018	2017
Emprunts de la société mère	6,1	6,4	4,5	4,5
Facilités de crédit ¹⁾	4,3	4,5	2,8	2,6
Emprunts des filiales	10,3	10,5	5,8	5,8

¹⁾ Les emprunts sur les facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :		
Activités d'exploitation	300 \$	300 \$
Activités de financement	(595)	(178)
Activités d'investissement	(104)	(14)
Profit de change sur la trésorerie	4	5
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(395) \$	113 \$

Au 31 mars 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 404 millions \$, ce qui représente une baisse de 395 millions \$ depuis le 31 décembre 2017.

Activités d'exploitation

Pour le premier trimestre de 2018, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 300 millions \$, ce qui est comparable à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse des fonds provenant des activités découle de la croissance soutenue de nos activités de base, de l'apport de nos récentes acquisitions et d'une amélioration de la production comparable. Le tableau suivant présente l'incidence de la nouvelle variation des soldes du fonds de roulement.

Variation nette du fonds de roulement

La variation nette des soldes du fonds de roulement, présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités pour les trimestres clos les 31 mars, s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants	1 \$	31 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(42)	36
Autres actifs et passifs	9	(18)
	(32) \$	49 \$

Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 595 millions \$ pour le premier trimestre de 2018 en raison des initiatives de désendettement entreprises après la réalisation de la participation dans TerraForm Global. Le remboursement de la dette d'un montant de 445 millions \$ a été financé principalement au moyen de la trésorerie disponible au bilan de TerraForm Global. L'émission de parts de société en commandite privilégiées a généré un produit net de 196 millions \$.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP s'étaient élevées à 160 millions \$ (144 millions \$ en 2017). Nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,96 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 9 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2018. 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 191 millions \$ (146 millions \$ en 2017).

Activités d'investissement

Pour le premier trimestre de 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 104 millions \$. Nos acquisitions et nos investissements dans le développement d'actifs de production d'énergie se sont chiffrés à 37 millions \$ (déduction faite de la trésorerie acquise) et les dépenses d'investissement de maintien, à 27 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

	31 mars 2018	31 déc. 2017
Actions privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	31 035 967	31 035 967
Solde à la fin de la période / de l'exercice	31 035 967	31 035 967
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	27 885 469	17 885 469
Émission de parts de société en commandite privilégiées	10 000 000	10 000 000
Solde à la fin de la période / de l'exercice	37 885 469	27 885 469
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	180 388 361	166 839 324
Émission de parts de société en commandite	-	13 247 000
Régime de réinvestissement des distributions	84 629	302 037
Rachat pour annulation de parts de société en commandite	(8 700)	-
Solde à la fin de la période / de l'exercice	180 464 290	180 388 361
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ¹⁾	310 122 913	310 046 984

¹⁾ 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 trimestres clos les 31 mars sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Déclarées		Versés	
	2018	2017	2018	2017
Actions privilégiées de catégorie A	7 \$	6 \$	7 \$	6 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	9 \$	6 \$	8 \$	5 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	176 \$	99 \$	176 \$	99 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	12 \$	9 \$	11 \$	8 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	64 \$	62 \$	64 \$	61 \$
Parts de société en commandite	90 \$	79 \$	85 \$	75 \$

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 17, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés intermédiaires non 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

Hormis la tranche non utilisée au prorata des facilités de crédit des filiales présentée à la Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement, Énergie Brookfield n'a pas conclu d'accords hors état de la situation financière.

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

	2018		2017			2016		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Production totale (GWh) – MLT	12 852	12 198	9 098	10 674	10 364	10 319	9 092	10 728
Production totale (GWh) – réelle	12 880	11 913	9 370	11 618	10 484	8 728	7 522	8 792
Production au prorata (GWh) – MLT	6 351	6 030	5 053	6 279	5 890	5 739	5 068	6 214
Production au prorata (GWh) – réelle	6 694	5 890	5 198	6 719	6 161	4 734	4 395	5 197
Produits	793 \$	657 \$	608 \$	683 \$	677 \$	571 \$	580 \$	627 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	8	(67)	(43)	38	16	(47)	(33)	(28)
Résultat de base par part de société en commandite	0,03	(0,22)	(0,14)	0,13	0,05	(0,16)	(0,12)	(0,11)
BAlIA ajusté consolidé	582	453	381	460	457	326	335	380
BAlIA ajusté au prorata	351	295	233	311	303	189	213	237
Fonds provenant des activités	193	143	91	181	166	54	73	105
Fonds provenant des activités par part	0,62	0,46	0,29	0,61	0,55	0,18	0,24	0,37
Distribution par part de société en commandite	0,498	0,468	0,468	0,468	0,468	0,445	0,445	0,445

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à l'IAS 34, selon laquelle il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés intermédiaires non 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, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, 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.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

i) IFRS 15 – Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Le 1^{er} janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté l'IFRS 15 en utilisant l'approche rétrospective modifiée applicable aux contrats qui n'étaient pas achevés au 1^{er} janvier 2018. La nouvelle norme remplace 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 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 selon lequel il faut présenter les contrats conclus avec des clients, les obligations de prestation liées au contrat, la détermination du prix de transaction, la répartition du prix de transaction aux obligations de prestation et la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque toutes les obligations de prestation ont été remplies. 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.

Le rythme et le calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires aux termes de la nouvelle norme sont comparables à la pratique antérieure. Aucun ajustement n'a été comptabilisé au moment de l'adoption de l'IFRS 15.

ii) IFRS 9 – *Instruments financiers*

Brookfield Renewable a adopté l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne des informations plus fiables et pertinentes aux utilisateurs aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. Les nouvelles méthodes comptables ont été appliquées de manière rétrospective à partir du 1^{er} janvier 2018 et, conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. L'adoption de l'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1^{er} janvier 2018.

L'IFRS 9 remplace certaines dispositions de l'IAS 39, *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 ») liées à la comptabilisation, au classement et à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, à la décomptabilisation des instruments financiers, à la dépréciation des actifs financiers et à la comptabilité de couverture. L'IFRS 9 modifie également de façon importante d'autres normes portant sur les instruments financiers, comme l'IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »). 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 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.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 31 mars 2018 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 20 avril 2018, Énergie Brookfield a réalisé le refinancement d'un montant de 160 millions R\$ (47 millions \$) associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 120 MW au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré de 2,00 % et vient à échéance en octobre 2023.

PARTIE 8 – 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.

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.

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 réalisées sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. 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 d'habitude 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération. Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. 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. 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.

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.

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 la participation dans 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 intermédiaires non audités.

MESURE DU RENDEMENT

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.

Pour le premier trimestre de 2018, les activités sont segmentées par technologie, soit 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Divers), afin de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Notre placement dans les sociétés TerraForm Power et TerraForm Global a donné lieu à la création du secteur Énergie solaire, qui sera dorénavant analysé de façon distincte. Notre placement dans First Hydro a donné lieu à la création du secteur Accumulation et divers, qui sera analysé collectivement avec nos activités de cogénération et de biomasse. Une centrale d'accumulation par pompage en Amérique du Nord, auparavant comprise dans le secteur hydroélectrique, est maintenant incluse dans le secteur accumulation et divers. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

Nous présentons donc nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 4, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non 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. 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 Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – 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.

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 typiques 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 typiques généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés intermédiaires non 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 indépendants.

Les dépenses d'investissement de maintien ne sont pas engagées uniformément sur la durée d'utilité de nos actifs et peuvent fluctuer en fonction du moment où les dépenses réelles sont engagées pour un projet.

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 et représentent notre meilleure estimation du capital à long terme requis à la poursuite des activités de nos centrales. Au fil du temps, nous prévoyons que la moyenne des dépenses d'investissement de maintien sera conforme à notre prévision des dépenses d'investissement de maintien à long terme ajustées.

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 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport intermédiaire renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la 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 intermédiaire 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.

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 liés 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 Énergie Brookfield; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans l'intérêt d'Énergie Brookfield 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 intermédiaire, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour plus de renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport intermédiaire comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités, aux fonds provenant des activités ajustés et aux fonds provenant des activités par part 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 4, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

NON AUDITÉ

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Note	2018	2017
Produits	18	793 \$	677 \$
Autres produits		9	8
Coûts d'exploitation directs		(256)	(233)
Coûts de service de gestion	18	(21)	(16)
Charge d'intérêts – emprunts	7	(180)	(163)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		-	(3)
Perte latente sur les instruments financiers	3	(7)	(20)
Amortissement des immobilisations corporelles	6	(213)	(200)
Divers		(29)	(2)
Charge d'impôt			
Exigible		(7)	(16)
Différé		(9)	(5)
		(16)	(21)
Résultat net		80 \$	27 \$
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	8	56 \$	(1) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	3	7
Actions privilégiées	8	7	6
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	9	6
Capitaux propres des commanditaires	10	5	9
		80 \$	27 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		0,03 \$	0,05 \$

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

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

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	Note	2018	2017
Résultat net		80 \$	27 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net			
Réévaluation des immobilisations corporelles	6	(3)	-
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		4	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		1	1
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net			
Profit de la période sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	3	17	13
Profit latent (perte latente) sur les placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	3	(7)	3
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	3	11	1
Écart de conversion		229	251
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	3	4	(8)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		(11)	(1)
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		243	259
Autres éléments du résultat global		244	260
Résultat global		324 \$	287 \$
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	8	257 \$	142 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	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	8	28	55
Actions privilégiées	8	(9)	11
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	9	6
Capitaux propres des commanditaires	10	38	72
		324 \$	287 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Note	31 mars 2018	31 déc. 2017
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	13	404 \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions	14	232	181
Créances clients et autres actifs courants	15	571	554
Actifs liés à des instruments financiers	3	39	72
Montants à recevoir de parties liées		68	60
		1 314	1 666
Actifs liés à des instruments financiers	3	123	113
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		719	721
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	6	27 352	27 096
Goodwill	11	994	901
Actifs d'impôt différé		172	177
Autres actifs non courants		162	230
		30 836 \$	30 904 \$
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	16	511 \$	542 \$
Passifs liés à des instruments financiers	3	133	184
Montants à payer à des parties liées		144	112
Tranche courante de la dette à long terme	7	1 242	1 676
		2 030	2 514
Passifs liés à des instruments financiers	3	71	86
Dette à long terme et facilités de crédit	7	10 201	10 090
Passifs d'impôt différé		3 707	3 588
Autres passifs non courants		354	344
		16 363	16 622
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	6 404	6 298
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	8	57	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	8	2 804	2 843
Actions privilégiées	8	600	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	9	707	511
Capitaux propres des commanditaires	10	3 901	3 956
		14 473	14 282
		30 836 \$	30 904 \$

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti
Administratrice



David Mann
Administrateur

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

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (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 priviliés	Actions priviliées	Partici- pations ne donnant pas le contrôle ayant droit 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 2017	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	6 298 \$	58 \$	2 843 \$	14 282 \$
Résultat net	5	-	-	-	-	-	5	9	7	56	-	3	80
Autres éléments du résultat global	-	31	(1)	1	6	(4)	33	-	(16)	201	1	25	244
Parts de société en commandite privilégiées émises (note 9)	-	-	-	-	-	-	-	196	-	-	-	-	196
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4
Distributions ou dividendes déclarés	(90)	-	-	-	-	-	(90)	(9)	(7)	(176)	(12)	(64)	(358)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Acquisition (note 2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	21
Divers	(6)	-	-	-	-	-	(6)	-	-	-	10	(3)	1
Variation au cours de la période	(88)	31	(1)	1	6	(4)	(55)	196	(16)	106	(1)	(39)	191
Solde au 31 mars 2018	(347) \$	(347) \$	4 615 \$	(8) \$	(23) \$	11 \$	3 901 \$	707 \$	600 \$	6 404 \$	57 \$	2 804 \$	14 473 \$
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	9	-	-	-	-	-	9	6	6	(1)	-	7	27
Autres éléments du résultat global	-	57	-	1	3	2	63	-	5	143	1	48	260
Parts de société en commandite privilégiées émises	-	-	-	-	-	-	-	187	-	-	-	-	187
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	-	-	38
Distributions ou dividendes déclarés	(79)	-	-	-	-	-	(79)	(6)	(6)	(135)	(9)	(62)	(297)
Régime de réinvestissement des distributions	3	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	3
Acquisition des actions d'Isagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	-	-	(5)
Divers	4	-	(15)	-	-	-	(11)	-	-	(2)	8	(7)	(12)
Variation au cours de la période	(63)	57	(15)	1	3	2	(15)	187	5	38	-	(14)	201
Solde au 31 mars 2017	(320) \$	(347) \$	4 109 \$	(7) \$	(28) \$	26 \$	3 433 \$	511 \$	581 \$	5 627 \$	55 \$	2 666 \$	12 873 \$

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

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

NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	Note	2018	2017
Activités d'exploitation			
Résultat net		80 \$	27 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :			
Amortissement des immobilisations corporelles	6	213	200
Perte latente sur les instruments financiers	3	7	20
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		-	3
Charge (recouvrement) d'impôt différé		9	5
Autres éléments sans effet de trésorerie		-	1
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		2	-
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		21	(5)
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(32)	49
		300	300
Activités de financement			
Dette à long terme – emprunts	7	1 491	147
Dette à long terme – remboursements	7	(1 935)	(255)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation			
	8	4	38
Acquisition d'Isagen auprès de participations ne donnant pas le contrôle			
	8	-	(5)
Émission de parts de société en commandite privilégiées			
	9	196	187
Distributions versées :			
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	8	(176)	(135)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(7)	(6)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	9	(8)	(5)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	8, 10	(160)	(144)
		(595)	(178)
Activités d'investissement			
Acquisition de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise			
	2	(12)	-
Investissement dans les éléments suivants :			
Dépenses d'investissement de maintien	6	(27)	(18)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	6	(25)	(49)
Produit de la cession d'actifs			
		-	150
Placements dans des titres			
	3	38	(12)
Liquidités soumises à restrictions et autres			
		(78)	(85)
		(104)	(14)
Profit de change sur la trésorerie			
		4	5
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
(Diminution) augmentation		(395)	113
Solde au début de la période		799	223
Solde à la fin de la période		404 \$	336 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :			
Intérêts payés		130 \$	117 \$
Intérêts reçus		7 \$	8 \$
Impôts sur le résultat payés		13 \$	16 \$

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES

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

APPLICATION GÉNÉRALE

1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	54
2. Acquisitions	63
3. Gestion des risques et instruments financiers	64
4. Informations sectorielles	68

RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION

5. Impôts sur le résultat	73
---------------------------	----

SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

6. Immobilisations corporelles à la juste valeur	73
7. Dette à long terme et facilités de crédit	74
8. Participations ne donnant pas le contrôle	76
9. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	79
10. Capitaux propres des commanditaires	79
11. Goodwill	80
12. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	81
13. Trésorerie et équivalents de trésorerie	82
14. Liquidités soumises à restrictions	82
15. Créances clients et autres actifs courants	82
16. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	83
17. Engagements, éventualités et garanties	83

DIVERS

18. Transactions entre parties liées	84
19. Filiales faisant appel public à l'épargne	86
20. Événement postérieur à la date de clôture	87

1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés conformément à l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*.

Certains renseignements et informations à fournir par voie de note normalement inclus dans les états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») ont été omis ou résumés. Les présents états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus avec les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017 d'Énergie Brookfield. Hormis l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 ») qui ont été adoptées récemment, les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés selon les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017.

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

Les résultats présentés dans les états financiers consolidés intermédiaires de la période considérée ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour un exercice complet. 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 3 mai 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 intermédiaires ont été préparés sur la base du coût historique, à l'exception de la réévaluation d'immobilisations corporelles et de certains actifs et passifs évalués à la juste valeur. Le coût est comptabilisé selon la juste valeur de la contrepartie donnée en échange d'actifs.

Consolidation

Les présents états financiers consolidés intermédiaires comprennent les comptes 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 intermédiaires de la situation financière.

Comptabilisation des produits

La majorité des produits sont tirés de la vente de l'électricité produite par les centrales d'Énergie Brookfield et des services auxiliaires qui y sont liés à la fois aux termes de contrats et sur le marché libre. Les obligations sont remplies à mesure que le client reçoit et consomme simultanément les avantages tandis qu'Énergie Brookfield livre de l'électricité et des produits connexes. Les produits des activités ordinaires sont comptabilisés selon la puissance et la capacité distribuées, aux tarifs contractuels établis ou aux tarifs en vigueur dans le marché. Les produits des activités ordinaires correspondent à la contrepartie qu'Énergie Brookfield s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. 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.

Pour de plus amples renseignements sur les produits par région géographique, se reporter à la note 4 « Informations sectorielles ».

Énergie Brookfield choisit d'appliquer la mesure de simplification selon l'IFRS 15 aux fins d'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et d'obligations d'information relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir. La mesure de simplification permet à une entité de comptabiliser les produits des activités ordinaires au montant que l'entité a le droit de facturer, de sorte que l'entité ait droit à la contrepartie sur un montant correspondant directement à la valeur pour le client de la prestation remplie par l'entité jusqu'à la date considérée.

Brookfield Énergie conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable compris dans les conventions d'achat d'électricité sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à l'IFRS 15, le prix de transaction d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme un produit des activités ordinaires lorsque l'obligation de prestation est remplie, ou à mesure qu'elle est remplie. Énergie Brookfield considère la vente d'électricité et de capacité comme une série de biens distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au même rythme et évalués selon la méthode fondée sur les extrants. Énergie Brookfield considère les crédits d'énergie renouvelable comme des obligations de prestation remplies à un moment précis. L'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et le transfert de contrôle au client de crédits d'énergie renouvelable au sein d'un groupe d'accords coïncident avec le rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de la production d'électricité sous-jacente. Par conséquent, Énergie Brookfield a établi que le rythme de la comptabilisation des produits selon l'IFRS 15 est comparable à celui sous l'IAS 18.

Les produits des activités ordinaires comptabilisés hors du champ d'application de l'IFRS 15 comprennent des profits et des pertes réalisés sur les dérivés utilisés à des fins de gestion des risques des activités de production d'Énergie Brookfield associés aux prix des marchandises. Les opérations financières comprises dans les produits ont entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de 11 millions \$ (3 millions \$ en 2017).

c) Normes comptables récemment adoptées

IFRS 15 – Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Le 1^{er} janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté l'IFRS 15 en utilisant l'approche rétrospective modifiée applicable aux contrats qui n'étaient pas achevés au 1^{er} janvier 2018. La nouvelle norme remplace 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 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 selon lequel il faut présenter les contrats conclus avec des clients, les obligations de prestation liées au contrat, la détermination du prix de transaction, la répartition du prix de transaction aux obligations de prestation et la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque toutes les obligations de prestation ont été remplies. 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.

Le rythme et le calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires aux termes de la nouvelle norme sont comparables à la pratique antérieure. Aucun ajustement n'a été comptabilisé au moment de l'adoption de l'IFRS 15.

IFRS 9 – Instruments financiers

Énergie Brookfield a adopté l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne des informations plus fiables et pertinentes aux utilisateurs aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. Les nouvelles méthodes comptables ont été appliquées de manière rétrospective à partir du 1^{er} janvier 2018 et, conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. L'adoption de l'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1^{er} janvier 2018.

L'IFRS 9 remplace certaines dispositions de l'IAS 39, *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 ») liées à la comptabilisation, au classement et à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, à la décomptabilisation des instruments financiers, à la dépréciation des actifs financiers et à la comptabilité de couverture. L'IFRS 9 modifie également de façon importante d'autres normes portant sur les instruments financiers, comme l'IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*.

d) Modifications et incidence des méthodes comptables visant les instruments financiers

Les méthodes comptables suivantes sont applicables à la comptabilisation des instruments financiers à partir du 1^{er} janvier 2018 selon l'IFRS 9 et diffèrent de la pratique antérieure qui se conformait à l'IAS 39. Pour en savoir davantage sur les méthodes comptables visant les informations comparatives, se reporter aux états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Comptabilisation et décomptabilisation

Les achats et ventes réguliers d'actifs financiers sont comptabilisés à la date de la transaction, soit la date à laquelle Énergie Brookfield s'engage à acheter ou à vendre l'actif. Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits de recevoir les flux de trésorerie liés à l'actif financier sont arrivés à expiration ou ont été transférés et qu'Énergie Brookfield a transféré la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété.

Classement

Depuis le 1^{er} janvier 2018, Énergie Brookfield classe ses actifs financiers dans les classes d'évaluation suivantes :

- ceux qui sont évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (JVAERG);
- ceux qui sont évalués à la juste valeur par le biais du résultat net (JVRN);
- ceux qui sont évalués au coût amorti.

Le classement des actifs financiers se fait selon les objectifs économiques d'Énergie Brookfield en matière de gestion des actifs financiers et selon la question de savoir si les modalités contractuelles des flux de trésorerie sont considérées uniquement comme des remboursements de principal et des versements d'intérêts. Dans le cas d'actifs évalués à la juste valeur, les profits et les pertes seront comptabilisés par le biais du résultat net ou des autres éléments du résultat global selon l'objectif économique. Dans le cas de placements dans des titres de créance, le classement des profits et des pertes dépendra de l'objectif économique. Énergie Brookfield reclasse les actifs financiers lorsque l'objectif économique visé par la gestion de ces actifs change.

Les placements en titres de capitaux propres sont classés à la JVRN ou à la JVAERG, selon l'objectif d'Énergie Brookfield visé par la gestion de ces placements et les actifs acquis à des fins autres que de transaction à court terme sont désignés à la JVAERG.

Au 1^{er} janvier 2018, date de la première application, les instruments financiers et les nouvelles catégories de classement d'Énergie Brookfield selon l'IFRS 9 étaient les suivantes :

	Catégorie de classement		Valeur comptable selon l'IAS 39 et l'IFRS 9 (en millions \$)
	IAS 39	IFRS 9	
Actifs financiers			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	JVRN	Coût amorti	799
Liquidités soumises à restrictions ¹	JVRN	Coût amorti	284
Créances clients et autres actifs courants	Prêts et créances	Coût amorti	554
Actifs liés à des instruments financiers – placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt ^{1, 2}	Disponibles à la vente	JVAERG	159
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés ^{1, 3}	JVRN	JVRN	20
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures ^{1, 3}	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6
Montants à recevoir de parties liées	Prêts et créances	Coût amorti	60
Passifs financiers			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	Autres passifs	Coût amorti	542
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés ^{1, 3}	JVRN	JVRN	145
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures ^{1, 3}	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	125
Montants à payer à des parties liées	Autres passifs	Coût amorti	112
Dettes à long terme et facilités de crédit ¹	Autres passifs	Coût amorti	11 766

1) Comprend les tranches courantes et non courantes.

2) Les placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt étaient désignés comme des titres disponibles à la vente dans les états financiers consolidés annuels de 2017.

3) Les instruments financiers dérivés se composent de contrats d'énergie dérivés, de swaps de taux d'intérêt et de swaps de change.

Évaluation

À la comptabilisation initiale, les actifs financiers sont évalués à la juste valeur. Les coûts de transaction des actifs financiers qui ne sont pas classés à la JVRN sont compris dans l'évaluation initiale. Les coûts de transaction des actifs qui sont classés à la JVRN sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Selon l'IFRS 9, les dérivés incorporés ne sont pas comptabilisés distinctement des actifs financiers, mais la variabilité des flux de trésorerie est prise en compte pour établir si ces flux de trésorerie correspondent uniquement à des remboursements de principal et à des versements d'intérêts. La comptabilisation des

dérivés incorporés dans des passifs financiers ou dans des contrats hôtes non financiers demeure la même.

L'évaluation ultérieure des actifs financiers est fonction de l'objectif économique pour la gestion de l'actif ainsi que des caractéristiques des flux de trésorerie de l'actif. L'évaluation de l'actif s'effectue selon les trois catégories suivantes :

Coût amorti : Les actifs détenus aux fins de la perception des flux de trésorerie contractuels qui représentent uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sont évalués au coût amorti. Le produit d'intérêt est comptabilisé dans les autres produits dans les états financiers, et les profits ou les pertes sont comptabilisés en résultat net lorsque l'actif est décomptabilisé ou déprécié.

JVAERG – Instruments d'emprunt : Les actifs détenus en vue d'atteindre un objectif économique précis en percevant des flux de trésorerie contractuels qui se composent uniquement de remboursements de principal et de versements d'intérêts dus et de ventes d'actifs financiers sont évalués à la JVAERG. Les variations de la valeur comptable sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global (AERG), sauf les pertes de valeur ou leur reprise, le produit d'intérêts et les profits et pertes de change, lesquels sont comptabilisés en résultat net. Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le profit ou la perte cumulé auparavant comptabilisé à titre d'AERG dans les capitaux propres est reclassé en résultat net. Le produit d'intérêts tiré de ces actifs financiers est porté au poste « Autres produits » selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

JVAERG – Instruments de capitaux propres : Les actifs détenus en vue d'atteindre un objectif économique donné autre que les opérations à court terme sont évalués à la JVAERG. Contrairement aux instruments d'emprunt évalués à la JVAERG, les profits et les pertes ne peuvent être recyclés par le biais du résultat net. Lors de la décomptabilisation de l'actif, les profits ou pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

JVRN : Les actifs ne respectant pas les critères de comptabilisation au coût amorti ou à la JVAERG sont évalués à la JVRN.

Les exigences de l'IFRS 9 visant l'évaluation des passifs financiers cadrent avec celles de l'IAS 39, à l'exception de l'exigence additionnelle introduite par l'IFRS 9 qui est celle de présenter dans les AERG la variation de la juste valeur des passifs découlant de changements dans le risque de crédit d'Énergie Brookfield plutôt qu'en résultat net dans le cas des passifs désignés à la JVRN selon l'option de la juste valeur.

Dépréciation

À partir du 1^{er} janvier 2018, Énergie Brookfield évalue de manière prospective les pertes de crédit attendues découlant de ses actifs comptabilisés au coût amorti et à la JVAERG, notamment les créances au titre des contrats de location-financement. Pour les créances clients uniquement, Énergie Brookfield applique la méthode simplifiée prévue par l'IFRS 9, selon laquelle les pertes attendues pour la durée de vie sont comptabilisées au moment de la comptabilisation initiale des créances. Selon la méthode simplifiée de comptabilisation des pertes de crédit attendues, les entités ne sont pas tenues de faire le suivi des variations du risque de crédit, mais doivent plutôt comptabiliser une correction de valeur chaque date de clôture en fonction des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à compter de la date de comptabilisation initiale de la créance client.

Figurent parmi les indications de dépréciation :

- des indices qu'un débiteur ou un groupe de débiteurs éprouvent de sérieuses difficultés financières;
- un défaut ou retard de versement des intérêts ou de remboursement du principal;
- la probabilité qu'un débiteur ou un groupe de débiteurs déclare faillite ou procède à un autre type de restructuration financière;
- une variation dans le nombre de retards ou dans la situation économique corrélée avec les défauts, lorsque des données observables indiquent une diminution mesurable des flux de trésorerie futurs estimés.

Les créances clients sont passées en revue sur le plan qualitatif au cas par cas afin de déterminer si elles doivent être sorties.

Les pertes de crédit attendues correspondent à la différence entre la valeur actualisée des flux de trésorerie contractuels devant être payés en vertu du contrat, et les flux de trésorerie attendus. Les pertes de crédit attendues sont évaluées compte tenu du risque de défaut sur la durée du contrat et intègrent des informations prospectives dans leur évaluation.

Le montant des pertes de crédit attendues sur les actifs financiers s'est avéré négligeable; par conséquent, aucune provision pour créances douteuses n'a été comptabilisée.

Dérivés et comptabilité de couverture

Les dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur à la date à laquelle un contrat dérivé est conclu et sont ultérieurement réévalués à la juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. La comptabilisation des variations ultérieures de la juste valeur diffère selon que le dérivé a été désigné ou non comme instrument de couverture et, le cas échéant, selon la nature de l'élément couvert et le type de relation de couverture désigné.

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

- du risque de change associé aux flux de trésorerie de transactions prévues hautement probables (couvertures des flux de trésorerie);
- du risque de change associé aux investissements nets dans des établissements à l'étranger (couvertures d'un investissement net);
- du risque de taux d'intérêt variable associé au remboursement de créances (couvertures des flux de trésorerie).

La juste valeur des divers instruments financiers dérivés utilisés à des fins de couverture et les variations de la réserve de couverture dans les capitaux propres sont présentées à la note 3.

Lorsqu'un instrument de couverture arrive à expiration, est vendu, est résilié, ou ne respecte plus les critères de comptabilité de couverture, le cumul des profits ou pertes latents et les coûts différés liés à la couverture jusqu'alors inscrits dans les capitaux propres restent ainsi comptabilisés jusqu'à la réalisation de la transaction prévue. Lorsque la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le cumul des profits ou pertes latents et les coûts différés liés à la couverture sont immédiatement reclassés en résultat net.

Si le ratio de couverture aux fins de la gestion du risque n'est plus optimal, mais que l'objectif de gestion du risque demeure inchangé et que la couverture continue d'être admissible à la comptabilité de couverture, la relation de couverture sera rééquilibrée en rajustant la quantité visée par l'instrument de couverture ou

celle de l'élément couvert afin que le ratio de couverture corresponde au ratio utilisé aux fins de gestion du risque. Toute inefficacité de couverture est calculée et comptabilisée en résultat net au moment du rééquilibrage de la relation de couverture.

Couvertures de flux de trésorerie qui sont admissibles à la comptabilité de couverture

La partie efficace de la variation de la juste valeur des dérivés qui sont désignés et admissibles comme couverture de flux de trésorerie est comptabilisée dans la réserve de couverture de flux de trésorerie dans les capitaux propres, jusqu'à concurrence du cumul des variations de la juste valeur de l'élément couvert sur une base actualisée depuis le commencement de la couverture. Les profits ou pertes liés à la partie inefficace sont comptabilisés immédiatement en résultat net à titre de « (Profit latent) perte latente sur les instruments financiers ».

Les profits et les pertes découlant de la partie efficace de la variation de la juste valeur de la totalité du contrat à terme sont comptabilisés dans la réserve de couverture de flux de trésorerie dans les capitaux propres. Le cumul des montants comptabilisés dans les capitaux propres est reclassé dans la période où l'élément couvert a une incidence sur le résultat net.

Couvertures d'investissement net qui sont admissibles à la comptabilité de couverture

Les couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger sont comptabilisées de la même manière que les couvertures de flux de trésorerie. Les profits ou pertes sur l'instrument de couverture liés à la partie efficace de la couverture sont comptabilisés dans les AERG et cumulés dans des réserves portées aux capitaux propres. Les profits ou pertes liés à la partie inefficace sont comptabilisés immédiatement en résultat net à titre de « (Profit latent) perte latente sur les instruments financiers ». Le cumul des profits et pertes accumulés dans les capitaux propres est reclassé en résultat net lorsque les établissements à l'étranger sont vendus, en tout ou en partie.

Inefficacité de la couverture

La politique de couverture d'Énergie Brookfield ne permet l'utilisation d'instruments dérivés que pour des relations de couverture efficace. L'efficacité de la couverture est déterminée au commencement de la relation de couverture et au moyen d'évaluations périodiques et prospectives de l'efficacité pour veiller à l'existence d'un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture. Lorsque les conditions essentielles de l'instrument de couverture et de l'élément couvert sont en parfaite concordance, une appréciation qualitative de l'efficacité est réalisée. Pour les autres relations de couverture, la méthode du dérivé hypothétique pour apprécier l'efficacité est utilisée.

e) 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 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, <i>Contrats de location</i> (« IFRS 16 »).	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.	La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1 ^{er} janvier 2019. L'adoption 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.

2. ACQUISITIONS

Portefeuille d'énergie éolienne et solaire en Afrique du Sud

Le placement suivant a été comptabilisé au moyen de la méthode d'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à la date de l'acquisition.

Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Global, Inc. (« GLBL ») le 28 décembre 2017. Les actifs nets identifiables de GLBL comprenaient des liquidités soumises à restrictions et des dépôts de 56 millions \$ lié à l'acquisition de participations majoritaires (variant de 65 % à 70 %) dans trois sociétés distinctes qui exploitent cumulativement une puissance de 49 MW d'actifs éoliens et solaires en Afrique du Sud (« BioTherm »).

La contrepartie totale de 71 millions \$, qui a été transférée en deux tranches en mars 2018, comprenait le dépôt susmentionné, un paiement en espèces de 12 millions \$ ainsi qu'une contrepartie différée de 3 millions \$.

Les coûts d'acquisition totaux, qui étaient 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.

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

(EN MILLIONS)

Trésorerie et équivalents de trésorerie	12 \$
Créances clients et autres actifs courants	7
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	158
Passifs courants	(3)
Tranche courante de la dette à long terme	(3)
Instruments financiers	(2)
Dette à long terme	(69)
Passifs d'impôt différé	(35)
Participations ne donnant pas le contrôle	(21)
Juste valeur des actifs nets acquis	44
Goodwill (note 11)	27
Prix d'acquisition	71 \$

3. 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.

Il n'y a eu aucune modification importante au chapitre des risques courus depuis ceux énoncés dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017.

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;

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 aux :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018			Total	31 déc.
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3		2017
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	404 \$	- \$	- \$	404 \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions ¹	318	-	-	318	284
Actifs liés à des instruments financiers^{2,3}					
Contrats d'énergie dérivés	-	9	-	9	-
Swaps de taux d'intérêt	-	12	-	12	6
Swaps de change	-	27	-	27	20
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt ²	72	42	-	114	159
Immobilisations corporelles	-	-	27 352	27 352	27 096
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers³					
Contrats d'énergie dérivés	-	(6)	-	(6)	(19)
Swaps de taux d'intérêt	-	(138)	-	(138)	(155)
Swaps de change	-	(60)	-	(60)	(96)
Contrepartie éventuelle ⁴	-	-	(18)	(18)	(18)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dettes à long terme et facilités de crédit	-	(12 467)	-	(12 467)	(12 479)
Total	794 \$	(12 581) \$	27 334 \$	15 547 \$	15 597 \$

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 du trimestre clos le 31 mars 2018.

Information sur les instruments financiers

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

(EN MILLIONS)	2018			2017
	Actif	Passif	(Actif) passif net	(Actif) passif net
Contrats d'énergie dérivés	9 \$	6 \$	(3) \$	19 \$
Swaps de taux d'intérêt	12	138	126	149
Swaps de change	27	60	33	76
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	114	-	(114)	(159)
Total	162	204	42	85
Moins : tranche courante	39	133	94	112
Tranche non courante	123 \$	71 \$	(52) \$	(27) \$

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 intermédiaires 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.

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 intermédiaires.

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.

d) Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt

Les placements d'Énergie Brookfield dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt consistent en des placements dans des titres cotés en Bourse.

Les placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt 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.

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

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	4 \$	(2) \$
Swaps de taux d'intérêt	5	(9)
Swaps de change – flux de trésorerie	(16)	(9)
	(7) \$	(20) \$

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

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	7 \$	13 \$
Swaps de taux d'intérêt	10	-
Swaps de change – flux de trésorerie	-	-
	17	13
Swaps de change – investissement net	4	(8)
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	(7)	3
	14 \$	8 \$

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

TRIMESTRES CLOS LES 31 MARS (EN MILLIONS)	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	8 \$	(9) \$
Swaps de taux d'intérêt	3	10
	11 \$	1 \$

4. 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.

Pour le premier trimestre de 2018, les activités sont segmentées par technologie, soit 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Divers). Afin de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Notre placement dans les sociétés TerraForm Power et TerraForm Global a donné lieu à la création du secteur Énergie solaire, qui sera dorénavant analysé de façon distincte. Notre placement dans First Hydro a donné lieu à la création du secteur Accumulation et divers, qui sera analysé collectivement avec nos activités de cogénération et de biomasse. Une centrale d'accumulation par pompage en Amérique du Nord, auparavant comprise dans le secteur hydroélectrique, est maintenant incluse dans le secteur accumulation et divers. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

De plus, depuis le quatrième trimestre de 2017, les mesures utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont au prorata. Les informations au prorata 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. Sauf lorsqu'il s'agit d'informations financières au prorata susmentionnées, 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 dans le BAIIA ajusté. Au cours des exercices précédents, Énergie Brookfield avait inclus sa quote-part 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 ses activités, 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 les trois mois clos le 31 mars 2018 :

(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	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers							
Produits	261	69	53	54	17	8	2	18	17	-	499	(39)	333	793
Autres produits	-	1	1	1	-	-	-	2	-	1	6	(2)	5	9
Coûts d'exploitation directs	(70)	(19)	(23)	(14)	(6)	(3)	(1)	(4)	(8)	(6)	(154)	13	(115)	(256)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	8	36
BAIIA ajusté	191	51	31	41	11	5	1	16	9	(5)	351	-	231	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(7)	(10)	(14)	(3)	(2)	(1)	(6)	(4)	(25)	(116)	9	(73)	(180)
Impôt exigible	(1)	(3)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	(5)	-	(2)	(7)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)	-	-	(9)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(8)	(17)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(148)	(148)
Fonds provenant des activités	146	41	21	26	8	3	-	10	5	(67)	193	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(38)	(5)	(26)	(8)	(4)	(1)	(6)	(6)	-	(151)	12	(74)	(213)
Profit latent sur les instruments financiers	2	-	(2)	-	(1)	-	-	(2)	1	7	5	-	(12)	(7)
Charge d'impôt différé	(4)	-	(1)	(6)	-	-	-	(1)	-	5	(7)	2	(4)	(9)
Divers	(10)	(2)	(1)	-	-	-	-	(3)	(12)	(4)	(32)	5	(2)	(29)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	-	(19)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92	92
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	77	1	12	(6)	(1)	(1)	(1)	(2)	(12)	(59)	8	-	-	8

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. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 56 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 les trois mois clos le 31 mars 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	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS ¹
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	255	52	47	39	15	4	13	-	425	(9)	261	677
Autres produits	-	3	1	-	-	-	-	-	4	-	4	8
Coûts d'exploitation directs	(61)	(13)	(24)	(8)	(4)	(1)	(10)	(6)	(127)	5	(111)	(233)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
BAIIA ajusté	194	42	24	31	11	3	3	(6)	302	-	154	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(45)	(6)	(12)	(10)	(4)	(1)	(3)	(21)	(102)	3	(64)	(163)
Impôt exigible	(1)	(3)	(2)	-	-	-	-	-	(6)	-	(10)	(16)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)	-	-	(6)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80)	(80)
Fonds provenant des activités	148	33	10	21	7	2	-	(55)	166	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(53)	(36)	(8)	(20)	(9)	(1)	(6)	-	(133)	3	(70)	(200)
Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	(4)	(3)	-	1	-	-	-	(9)	(15)	1	(6)	(20)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(7)	2	(2)	-	1	-	-	6	-	-	(5)	(5)
Divers	(1)	-	-	(1)	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81	81
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	83	(4)	-	1	(1)	1	(6)	(58)	16	-	-	16

¹⁾ La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 3 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. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 1 million \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette 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 :

(EN MILLIONS)	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
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers							
Au 31 mars 2018 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	35 \$	46 \$	17 \$	25 \$	17 \$	5 \$	6 \$	30 \$	15 \$	2 \$	198 \$	(40) \$	246 \$	404 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 218	1 395	1 873	1 749	497	300	53	600	609	-	18 294	(1 437)	10 495	27 352
Total de l'actif	11 566	1 717	2 082	1 854	545	335	68	707	683	147	19 704	(1 042)	12 174	30 836
Total des emprunts	3 021	500	194	986	238	82	42	461	276	2 315	8 115	(846)	4 174	11 443
Total du passif	5 179	880	360	1 325	346	90	52	546	327	2 529	11 634	(1 042)	5 771	16 363
Pour le trimestre clos le 31 mars 2018 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	12	2	9	1	3	-	-	4	1	3	35	(5)	27	57
Au 31 décembre 2017 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21 \$	14 \$	40 \$	18 \$	19 \$	7 \$	103 \$	90 \$	11 \$	7 \$	330	(30) \$	499 \$	799 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 396	1 303	1 908	1 798	482	304	11	602	625	-	18 429	(1 451)	10 118	27 096
Total de l'actif	11 709	1 574	2 149	1 888	532	443	31	765	691	180	19 962	(1 040)	11 982	30 904
Total des emprunts	3 049	447	200	1 005	233	192	9	499	253	2 552	8 439	(848)	4 175	11 766
Total du passif	5 237	801	380	1 338	334	208	18	573	304	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

Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique pour les trimestres clos les 31 mars :

(MILLIONS)	2018	2017
États-Unis	250 \$	232 \$
Colombie	223	198
Canada	129	133
Brésil	103	77
Europe	44	37
Divers	44	-
	793 \$	677 \$

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

(MILLIONS)	31 mars 2018	31 décembre 2017
États-Unis	11 047 \$	11 131 \$
Colombie	5 781	5 401
Canada	5 624	5 810
Brésil	3 429	3 479
Europe	1 360	1 332
Divers	830	664
	28 071	27 817

5. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 16,7 % (43,8 % en 2017). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

6. 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	Divers ¹	Total ²
Au 31 décembre 2017		22 399 \$	3 818 \$	560 \$	319 \$	27 096 \$
Ajouts		46	9	1	1	57
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	2	-	72	86	-	158
Cessions		(18)	(3)	-	(10)	(31)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Change		265	8	13	(1)	285
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Amortissement des immobilisations corporelles		(138)	(60)	(9)	(6)	(213)
Au 31 mars 2018		22 554 \$	3 844 \$	651 \$	303 \$	27 352 \$

¹⁾ Comprend accumulation, biomasse et cogénération.

²⁾ Comprend des immobilisations incorporelles de 14 millions \$ (14 millions \$ en 2017) et des immobilisations en cours de 489 millions \$ (663 millions \$ en 2017).

7. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 mars 2018				31 décembre 2017			
	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Emprunts de la société mère								
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	0,6	155 \$	160 \$	5,3	0,8	159 \$	163 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	18,6	116	139	5,8	18,9	119	144
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	2,5	349	374	5,1	2,8	358	382
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	3,9	310	329	4,8	4,1	318	344
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	7,2	310	314	3,8	7,4	318	321
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	8,8	388	384	3,6	9,0	398	400
	4,5	6,1	1 628 \$	1 700 \$	4,5	6,4	1 670 \$	1 754 \$
Facilités de crédit	2,8	2,2	692 \$	692 \$	2,6	4,5	887 \$	887 \$
Emprunts des filiales								
Hydroélectricité	6,4	9,5	6 607 \$	6 949	6,3	8,8	6 392 \$	6 813
Énergie éolienne	4,9	11,7	1 954	2 330	5,8	9,7	2 211	2 343
Énergie solaire	10,5	11,5	526	668	11,1	7,6	643	643
Accumulation et divers	4,8	7,8	122	128	8,4	17,8	39	39
	6,3	10,1	9 209 \$	10 075 \$	6,5	9,0	9 285 \$	9 838 \$
Total de la dette			11 529	12 467			11 842	12 479
Ajouter : primes non amorties ¹			1				1	
Déduire : coûts de financement non amortis ¹			(87)				(77)	
Déduire : tranche courante			(1 242)				(1 676)	
			10 201 \$				10 090 \$	

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

Emprunts de la société 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 19 « 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.

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.

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 financement d'obligations associé à l'entreprise en Colombie. Le financement consistait en obligations non garanties de premier rang d'un capital de 750 milliards COP (262 millions \$) dont les échéances sont de 7, 12 et 30 ans et portent intérêt respectivement à un taux de 7,12 %, à un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,56 % et à un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,99 %.

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 mars 2018, 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 mars 2018, 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 mars 2018, Énergie Brookfield a respecté toutes les clauses restrictives financières importantes.

Facilités de crédit

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 :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Facilités de crédit autorisées contractées par la société	2 090 \$	2 090 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit contractées par la société ¹	(692)	(685)
Lettres de crédit émises	(186)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit contractées par la société	1 212	1 212

1) Comprennent un montant de 292 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 400 millions \$ emprunté sur une facilité de crédit renouvelable non garantie consentie par Brookfield Asset Management.

8. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	6 404 \$	6 298 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	57	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 804	2 843
Actions privilégiées	600	616
	9 865 \$	9 815 \$

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

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra-structure Fund	Brookfield Infra-structure Fund II	Brookfield Infra-structure Fund III	The Catalyst Group	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
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 \$
Résultat net	1	(3)	24	4	29	-	1	56
Autres éléments du résultat global	3	4	56	-	138	1	(1)	201
Apports en capital	-	-	4	-	-	-	-	4
Acquisition	-	-	21	-	-	-	-	21
Distributions	(5)	(20)	(122)	-	(29)	-	-	(176)
Divers	-	1	(1)	-	-	-	-	-
Au 31 mars 2018	849 \$	1 664 \$	1 834 \$	138 \$	1 839 \$	10 \$	70 \$	6 404 \$
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	23-71 %	25 %	53 %	0,5 %	21-50 %	

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 mars 2018, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2017) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2017) étaient en circulation.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1 \$	1 \$
Distributions incitatives	11	8
	12 \$	9 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	64 \$	62 \$
	76 \$	71 \$

Actions privilégiées

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Distributions déclarées pour les trimestres clos les			
				31 mars		31 mars	31 déc.
				2018	2017	2018	2017
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	30 avril 2020	1 \$	1 \$	105 \$	108 \$
Série 2 (113 \$ CA) ¹⁾	4,51	3,63	30 avril 2020	1	1	87	90
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	31 juillet 2019	2	2	193	197
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	30 avril 2018	1	1	80	82
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	31 juillet 2018	2	1	135	139
	31,03			7 \$	6 \$	600 \$	616 \$

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. Les porteurs de parts peuvent obtenir une copie sans frais de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield.

9. 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 cumulatives (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Distributions déclarées pour les périodes de trois mois closes les			
				31 mars		31 mars	31 déc.
				2018	2017	2018	2017
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	30 avril 2018	1 \$	1 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	31 janvier 2021	2	2	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	31 juillet 2021	2	2	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	30 avril 2022	2	1	187	187
Série 13 (250 \$ CA)	10,00	5,00	30 avril 2023	2	-	196	-
	37,89			9 \$	6 \$	707 \$	511 \$

Le 16 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 \$). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction de 9 millions \$ CA (5 millions \$) liés à ces placements, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes. 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, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 13 en 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 %.

10. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 31 mars 2018, un total de 180 464 290 parts de société en commandite étaient en circulation (180 388 361 au 31 décembre 2017), dont 56 068 944 parts (56 068 944 au 31 décembre 2017) étaient détenues par Brookfield. Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, 84 629 parts de société en commandite (98 197 parts de société en commandite en 2017) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 31 mars 2018, 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 mars 2018, 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. Le 20 mars 2018, Énergie Brookfield a acheté 8 700 parts de société en commandite à la Bourse de Toronto à un prix moyen de 39,20 \$ CA.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions pour les trimestres clos les 31 mars :

(EN MILLIONS)	2018	2017
Brookfield	28 \$	24 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	62	55
	90 \$	79 \$

En février 2018, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,96 \$ 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 2018.

11. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	
Solde au 31 décembre 2016	896 \$
Change	5
Solde au 31 décembre 2017	901 \$
Acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises	27
Change	66
Solde au 31 mars 2018	994 \$

La répartition du prix d'acquisition de BioTherm (note 2 – Acquisitions) comprend un passif d'impôt différé de 35 millions \$. Celui-ci s'explique par le fait que les bases fiscales de l'actif net de BioTherm sont considérablement inférieures à la juste valeur de celui-ci à la date d'acquisition. Selon l'IFRS 3, ce passif d'impôt différé est calculé conformément à l'IAS 12 et n'est pas évalué à sa juste valeur. Selon l'IAS 12, une provision doit être constituée pour toutes les différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs acquis autres que le goodwill découlant d'un regroupement d'entreprises et leur valeur fiscale nominale, qu'il en résulte ou non une augmentation (ou une diminution) de l'impôt exigible ou des flux de

trésorerie liés à l'impôt. La juste valeur du passif d'impôt différé serait inférieure à sa valeur nominale, et Brookfield Renewable a établi que le goodwill découlant de cette différence est de 27 millions \$.

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

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

(EN MILLIONS)	FHH (Guernsey)	TerraForm Power	Bear Swamp	Divers	Total
Au 31 décembre 2016	- \$	- \$	113 \$	93 \$	206 \$
Placement initial	248	221	-	-	469
Quote-part du résultat net	6	(9)	4	1	2
Quote-part des AERG					
Réévaluation des immobilisations					
corporelles	-	-	54	-	54
Divers	1	-	1	-	2
Dividendes déclarés	(25)	-	-	(6)	(31)
Écart de conversion	15	-	-	4	19
Au 31 décembre 2017	245 \$	212 \$	172 \$	92 \$	721 \$
Quote-part du résultat net	5	(9)	4	-	-
Quote-part des AERG					
Divers	(1)	(2)	-	-	(3)
Dividendes déclarés	(2)	(4)	(1)	-	(7)
Écart de conversion	9	-	-	(1)	8
Au 31 mars 2018	256 \$	197 \$	175 \$	91 \$	719 \$

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Actifs courants	502 \$	477 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	8 076	8 098
Autres actifs	196	213
Passifs courants	664	687
Dette à long terme	4 351	4 294
Autres passifs	807	822
Participations ne donnant pas le contrôle	139	136

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Produits	225 \$	19 \$
Résultat net	(32)	(5)
Quote-part du résultat net		
Résultats en trésorerie	19	1
Résultats sans effet de trésorerie	(19)	(4)

13. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Trésorerie	370 \$	790 \$
Dépôts à court terme	34	9
	404 \$	799 \$

14. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Activités	120 \$	195 \$
Obligations liées au crédit	196	85
Projets de développement	2	4
Total	318	284
Moins : non courante	(86)	(103)
Courante	232 \$	181 \$

15. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield se composent des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Créances clients	346 \$	360 \$
Autres créances à court terme	101	82
Charges payées d'avance et créances diverses	124	112
	571 \$	554 \$

Énergie Brookfield reçoit un paiement mensuel provenant des produits tirés des CAÉ facturés et n'avait pas de créances clients en souffrance à la date de clôture. Les créances liées à des contrats conclus avec les clients sont comprises dans les créances clients. Aucun autre solde important d'actifs et de passifs sur contrat n'est lié aux produits tirés des contrats.

16. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres crédateurs d'Énergie Brookfield sont comme suit :

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Autres crédateurs liés aux activités d'exploitation	234 \$	271 \$
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	108	64
Dettes fournisseurs	78	117
Contrepartie différée	37	35
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	31	29
Divers	23	26
	511 \$	542 \$

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.

17. 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 deux projets éoliens en Europe d'une puissance totale de 47 MW devrait s'élever à 67 millions \$. Les quatre projets devraient entrer pleinement en exploitation entre 2018 et 2019.

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 7, « 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, Brookfield Infrastructure Fund II et Brookfield Infrastructure Fund III. 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.

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

(EN MILLIONS)	31 mars 2018	31 déc. 2017
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels	69 \$	76 \$
Filiales d'Énergie Brookfield	433	468
	502 \$	544 \$

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.

18. 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.

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 et le taux d'intérêt applicable aux prélèvements correspond au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 2 %. Au 31 mars 2018, la totalité du montant avait été prélevée. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, la charge d'intérêts sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit a totalisé 2 millions \$ (néant en 2017).

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.

Une filiale d'Énergie Brookfield vend, dans le cours normal des activités, de l'électricité à Brookfield Infrastructure, entreprise réglementée de distribution en Colombie, qui en fait par la suite la distribution pour cette filiale. Par conséquent, des produits de 3 millions \$ (néant en 2017) ont été dégagés pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

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

(EN MILLIONS)	2018	2017
Produits		
Conventions d'achat et conventions relatives aux produits	140 \$	150 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	1	1
	141 \$	151 \$
Coûts d'exploitation directs		
Achats d'énergie	(2) \$	(3) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)
Services d'assurance	(6)	(8)
	(14) \$	(17) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(16) \$

19. 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 mars 2018 :							
Actifs courants	37 \$	407 \$	1 653 \$	506 \$	2 684 \$	(3 973) \$	1 314 \$
Actifs non courants	4 624	254	-	21 153	29 789	(26 298)	29 522
Passifs courants	42	7	179	3 611	2 164	(3 973)	2 030
Passifs non courants	-	-	1 468	293	13 325	(753)	14 333
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	6 404	-	6 404
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 804	-	-	2 804
Actions privilégiées	-	600	-	-	-	-	600
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	707	-	-	718	-	(718)	707
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

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 Sociétés 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 consoli- dation ⁴	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour le trimestre clos le 31 mars 2018 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	793 \$	- \$	793 \$
Résultat net	14	4	-	(9)	106	(35)	80
Pour le trimestre clos le 31 mars 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	677 \$	- \$	677 \$
Résultat net	15	-	-	35	101	(124)	27

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 Sociétés 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 7, « 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 8, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

20. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 20 avril 2018, Énergie Brookfield a réalisé le refinancement d'un montant de 160 millions R\$ (47 millions \$) associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 120 MW au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux d'un certificat de dépôt interbancaire, majoré de 2,00 % et vient à échéance en octobre 2023.

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 conseil du groupe

Harry Goldgut
Président du conseil 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
9th Floor
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Téléphone (sans frais) :
1-800-564-6253
Télécopieur (sans frais) :
1-888-453-0330
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 sociétés en commandite privilégiées, série 13)
TSX : BRP.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRP.PR.B (actions privilégiées, série 2)
TSX : BRP.PR.C (actions privilégiées, série 3)
TSX : BRP.PR.E (actions privilégiées, série 5)
TSX : BRP.PR.F (actions privilégiées, série 6)

Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse <https://bep.brookfield.com>. Vous pouvez également consulter en ligne le rapport annuel et le formulaire 20-F de 2017. 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