

# Brookfield Renewable

---

## Partners L.P.

RAPPORT INTERMÉDIAIRE  
DU DEUXIÈME 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 17 400 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 53 300 gigawattheures (« GWh »), auquel s'ajoute un portefeuille de projets de développement de près de 8 000 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 30 juin 2018 :

	Réseaux hydro- graphiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT <sup>1</sup> (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	27	43	927	4 799	-
	82	218	7 906	36 434	7 487
Énergie éolienne					
États-Unis	-	24	1 888	6 565	-
Canada	-	4	484	1 437	-
	-	28	2 372	8 002	-
Europe	-	48	1 196	2 664	-
Brésil	-	21	552	2 258	-
Divers <sup>2</sup>	-	7	277	536	-
	-	104	4 397	13 460	-
Énergie solaire <sup>2</sup>	-	544	1 783	3 381	-
Accumulation <sup>3</sup>	2	4	2 698	-	5 220
Divers <sup>4</sup>	-	6	580	-	-
	84	876	17 364	53 275	12 707

<sup>1)</sup> 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 ».

<sup>2)</sup> Comprend cinq centrales d'énergie solaire (151 MW) et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la « PARTIE 1 – Faits saillants du deuxième trimestre de 2018 – Situation de trésorerie et sources de financement ».

<sup>3)</sup> 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).

<sup>4)</sup> 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 30 juin 2018 :

PRODUCTION (GWh) <sup>1</sup>	T1	T2	T3	T4	Totale
<b>Hydroélectricité</b>					
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	1 181	1 198	1 210	1 210	4 799
	9 321	9 689	8 182	9 242	36 434
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 798	1 762	1 291	1 714	6 565
Canada	400	345	273	419	1 437
	2 198	2 107	1 564	2 133	8 002
Europe	730	621	591	722	2 664
Brésil	446	514	717	581	2 258
Divers <sup>2</sup>	127	142	139	128	536
	3 501	3 384	3 011	3 564	13 460
<b>Énergie solaire<sup>2</sup></b>	<b>781</b>	<b>947</b>	<b>901</b>	<b>752</b>	<b>3 381</b>
<b>Totale</b>	<b>13 603</b>	<b>14 020</b>	<b>12 094</b>	<b>13 558</b>	<b>53 275</b>

<sup>1)</sup> 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 ».

<sup>2)</sup> Comprend cinq centrales d'énergie solaire (151 MW) et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la « PARTIE 1 – Faits saillants du deuxième trimestre de 2018 – Situation de trésorerie et sources de financement ».

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille **au prorata** et pour chaque trimestre au 30 juin 2018 :

PRODUCTION (GWh) <sup>1</sup>	T1	T2	T3	T4	Totale
<b>Hydroélectricité</b>					
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	969	985	996	996	3 946
	5 252	5 651	4 509	5 076	20 488
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis	590	620	447	558	2 215
Canada	346	308	249	366	1 269
	936	928	696	924	3 484
Europe	257	213	201	254	925
Brésil	146	168	242	199	755
Divers <sup>2</sup>	37	42	41	36	156
	1 376	1 351	1 180	1 413	5 320
<b>Énergie solaire<sup>2</sup></b>	<b>223</b>	<b>275</b>	<b>260</b>	<b>213</b>	<b>971</b>
<b>Totale</b>	<b>6 851</b>	<b>7 277</b>	<b>5 949</b>	<b>6 702</b>	<b>26 779</b>

- <sup>1)</sup> 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 ».
- <sup>2)</sup> Comprend cinq centrales d'énergie solaire (151 MW) et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la « PARTIE 1 – Faits saillants du deuxième trimestre de 2018 – Situation de trésorerie et sources de financement ».

#### 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](http://www.sec.gov), et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

# Lettre aux porteurs de parts

L'entreprise a affiché de bons résultats au cours du deuxième trimestre grâce à nos taux de disponibilité élevés, à l'avancement de nos initiatives de développement et d'exploitation et au profit dégagé par nos récentes acquisitions, et ce, malgré une production inférieure à nos prévisions. Grâce à des liquidités s'élevant à 1,7 milliard \$ à la fin du trimestre, un bilan de qualité supérieure et aucune échéance à court terme importante, nous sommes en bonne position pour exécuter nos priorités au chapitre des placements et de l'exploitation.

## Résultats d'exploitation et résultats financiers

Nous avons déclaré des fonds provenant des activités de 172 millions \$, ou 0,55 \$, par part au deuxième trimestre. L'entreprise continue de dégager de bons résultats dans l'ensemble des régions, malgré de faibles niveaux hydrologiques en Amérique du Nord ce trimestre. Sur une base normalisée, les fonds provenant des activités auraient pu atteindre 206 millions \$ ce trimestre, ce qui représente une croissance par part de 16 % sur douze mois témoignant de nos solides activités d'exploitation continues ainsi que de l'apport des acquisitions récentes.

L'apport de nos actifs hydroélectriques aux fonds provenant des activités a été de 181 millions \$. Tandis que les conditions hydrologiques demeurent semblables à la moyenne à long terme en Amérique du Sud, les précipitations ont été plus faibles en Ontario et à New York, ce qui a eu une incidence sur la production. Au cours du trimestre, nous avons continué de nous concentrer sur les contrats à prix supérieurs. Lors de la récente vente aux enchères de puissance de PJM, nous avons vendu 964 mégawatts à des marchés robustes, dégageant des produits des activités ordinaires de 17 millions \$ (participation de BEP) pour la période de livraison 2021-2022, soit 70 % de plus que l'exercice précédent. En Colombie, nous avons conclu près de 20 nouveaux contrats d'une durée de 5 à 10 ans. Au Brésil, nous avons obtenu cinq nouveaux contrats au prix moyen d'environ 260 R\$ par mégawattheure (environ 70 \$ US par mégawattheure). Nous avons également mis en service notre centrale hydroélectrique Verde 4A d'une puissance de 28 mégawatts au Brésil.

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie éolienne se sont élevés à 34 millions \$ au deuxième trimestre, une augmentation de 10 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui est attribuable aux nouvelles acquisitions et à la mise en service des projets de développement. Le rendement des activités éoliennes de TerraForm Power répond à nos attentes et nous continuons de faire avancer l'impartition des activités et de l'entretien du parc éolien, ce qui devrait entraîner une importante réduction des coûts d'exploitation au cours des prochaines années. Nos activités éoliennes au Brésil continuent de générer d'excellents résultats, avec des facteurs de capacité d'approximativement 40 % de façon constante.

L'apport de nos activités de production d'énergie solaire aux fonds provenant des activités s'est fixé à 16 millions \$ ce trimestre puisque notre parc mondial continue à dégager de bons résultats et une grande disponibilité à l'échelle du portefeuille. Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation se sont chiffrés à 7 millions \$ au cours du deuxième trimestre puisque ces centrales continuent à offrir des services auxiliaires essentiels pour stabiliser le réseau ainsi qu'une capacité supplémentaire à grande échelle. Dans la centrale de First Hydro, nous collaborons toujours avec notre partenaire afin d'optimiser les produits tirés de l'exploitation, de la répartition et de la négociation des actifs.

Nous poursuivons nos projets de développement à l'échelle de tous les secteurs, notamment deux centrales hydroélectriques d'une puissance s'élevant à 49 mégawatts au Brésil, deux parcs éoliens d'une puissance de 47 mégawatts en Europe et un projet d'expansion d'une centrale d'accumulation de 63 mégawatts aux États-Unis. Nous avons investi au total environ 75 millions \$ dans ces projets, dont la majorité a déjà été financée, et tous les projets progressent conformément à l'étendue, au calendrier et au budget. Une fois terminés, l'apport de ces actifs aux fonds provenant des activités devrait s'élever à 20 millions \$.

## Le point sur les transactions

Au cours du deuxième trimestre, nous avons investi 450 millions \$ dans des initiatives de croissance et de développement, ce qui comprend notamment un placement dans des actions additionnelles de TerraForm Power, faisant passer la participation avec nos partenaires à de 51 % à 65 % et la participation de BEP de 16 % à 30 %. L'émission d'actions de TerraForm Power a servi à financer l'acquisition de Saeta Yield, portefeuille stable et de grande qualité d'énergie solaire et éolienne d'une puissance de 1 028 mégawatts en Europe dont l'évaluation des capitaux propres s'élève à 1,2 milliard \$. Les produits des activités ordinaires de Saeta reposent essentiellement sur un taux de base réglementé et stable en Espagne, soutenant plus de 80 % du BAIIA de la société et la protégeant contre la variabilité de la production. Les autres produits des activités ordinaires de la société sont assujettis à des conventions d'achat d'électricité à long terme ayant des échéances de plus de 16 ans. À plus long terme, le portefeuille offre nombre d'occasions d'améliorer l'exploitation et le bilan, ce qui entraînera un important accroissement des marges au fil du temps, conformément à notre approche d'investissement axée sur l'exploitation.

Nous avons effectué notre premier investissement en Europe il y a cinq ans grâce à l'acquisition d'un parc éolien en exploitation de 320 mégawatts en Irlande, qui nous apporte environ 5 100 mégawatts en actifs en exploitation et développement à l'échelle de l'Europe et du Royaume-Uni ainsi qu'un portefeuille diversifié composé de centrales d'énergie éolienne, d'énergie solaire et à réserve pompée. L'Europe demeure pour nous un marché de forte croissance à long terme et, par conséquent, nous continuons à faire progresser nos capacités d'exploitation et de développement dans la région visant de multiples technologies.

## Bilan et structure du capital

Compte tenu des participations acquises récemment, nous avons clos le trimestre avec des liquidités s'élevant à 1,7 milliard \$ et nous continuons de nous concentrer sur la solidification de notre bilan de qualité supérieure. Nos priorités demeurent les mêmes, soit l'étalement de l'échéance de nos emprunts de court terme à long terme, l'obtention de taux fixes, la réduction du coût d'emprunt et la monétisation d'actifs arrivés à échéance pour réinvestir le capital dans des occasions à plus grande valeur.

Au cours du trimestre, nous avons prolongé la durée de la facilité de crédit de la société mère à cinq ans et avons procédé à des refinancements à l'échelle du portefeuille totalisant 1,1 milliard \$. Parallèlement, nous avons porté la durée moyenne de la dette contractée à l'égard des actifs à plus de dix ans et réduit l'intérêt de 25 points de base. Notre exposition aux taux d'intérêt est minime compte tenu des bas taux fixes à long terme que nous avons obtenus au cours des dernières années. Par conséquent, seulement 14 % de la dette demeure à taux variable, et de ce pourcentage, moins de 8 % est associé à nos activités en Amérique du Nord et en Europe.

Nous avons également fait des progrès en matière d'initiatives de récupération de capital. Après la fin du trimestre, nous avons conclu une convention visant la vente de la totalité de notre portefeuille d'énergie éolienne et solaire d'une puissance de 178 mégawatts en Afrique du Sud pour un produit total de 166 millions \$, la quote-part de BEP s'élevant à environ 50 millions \$. Ces actifs ont été acquis vers la fin de l'exercice 2017 dans le cadre de l'acquisition du portefeuille plus vaste de TerraForm Global. Leur vente nous permettra de nous concentrer sur l'acquisition d'actifs dans les principaux marchés à fort potentiel.

## Perspectives de placement

Alors que la croissance des énergies renouvelables était induite au départ par le soutien grandissant envers la réduction des émissions de carbone, c'est désormais le facteur économique qui prédomine grâce à la baisse du coût des nouvelles énergies renouvelables. Malgré la réduction des subventions accordées au secteur des énergies renouvelables, les gouvernements à l'échelle de la planète continuent d'affermir leurs objectifs en matière d'énergies renouvelables. D'importants investissements au cours des prochaines décennies seront donc nécessaires et, au fur et à mesure que les subventions diminueront ou disparaîtront complètement, la conjoncture favorisera davantage les investisseurs capables de créer de la valeur et d'accroître les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation plutôt que les acheteurs motivés par des considérations financières ou fiscales.

Par conséquent, nous continuons de déployer notre plan d'affaires à long terme, qui consiste à mettre en place de solides capacités d'exploitation et de croissance touchant de multiples technologies dans nos principaux marchés, de sorte à tirer profit des occasions d'acquisition et de développement et à intégrer nos nouveaux actifs de façon efficace. Au cours de la dernière décennie, nous avons élargi nos capacités d'exploitation et bâti une entreprise mondiale tout en demeurant patients, bien qu'à l'affût d'occasions, en matière de déploiement du capital. Au cours des cinq derniers exercices, nous avons investi près de 3,5 milliards \$ de capitaux dans de nouvelles occasions à l'échelle mondiale, ce qui s'est traduit par un portefeuille de centrales hydroélectriques à des fins commerciales de 8 000 mégawatts, des centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire de 6 000 mégawatts et des centrales d'accumulation par pompage et à batteries de 3 000 mégawatts. De plus, nous sommes maintenant l'un des plus importants propriétaires d'une installation de production d'énergie solaire sur commande aux États-Unis et visons étendre cette capacité à des marchés stratégiques partout dans le monde.

Au cours des cinq dernières années, des capitaux d'environ 1 trillion \$ ont été investis dans les énergies renouvelables à l'échelle mondiale et plus de 1 million de mégawatts d'énergies renouvelables ont été ajoutés au marché de l'énergie mondial. C'est l'équivalent de la puissance électrique totale des États-Unis qui serait remplacée par des énergies renouvelables. Toutefois, l'énergie éolienne et l'énergie solaire constituent moins de 8 % de l'énergie mondiale et, même si les investissements annuels d'environ 300 milliards \$ subsistaient, la pénétration globale des énergies renouvelables demeurera modeste pour bien des années à venir. Nous sommes au tout début d'une transformation du réseau électrique mondial, qui passe des combustibles fossiles aux énergies renouvelables. Cette transformation nécessitera d'importants investissements au cours de multiples décennies. Selon nos estimations, remplacer la capacité d'énergie non-renouvelable de nos principaux marchés par de l'énergie éolienne et solaire nécessitera un investissement de plus de 10 trillions \$. Par conséquent, l'occasion d'investir dans notre société et de la faire croître demeurera importante pendant nombre de décennies.

Comme toujours, nous demeurons déterminés à dégager un rendement à long terme total pour les porteurs de part de 12 % à 15 % par part. 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,

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'S. Shah', written in a cursive style.

Sachin Shah

Le 3 août 2018

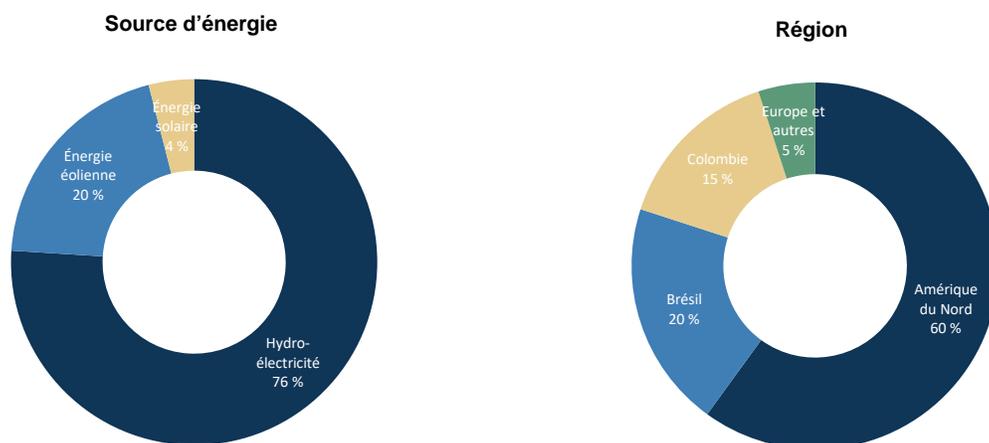
## NOS FORCES CONCURRENTIELLES

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 d'environ 17 400 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 8 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata de 26 779 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 sur commande. 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 2019 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management. Nos conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 15 ans, au prorata, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

**Profil financier solide et stratégie de financement prudente.** Énergie Brookfield affiche un solide bilan et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre ratio d'endettement est de 39 %, et 73 % 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 30 juin 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 8 000 MW qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptons pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise a su tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions. Nous avons recours à une stratégie à contre-courant et tablons sur la pénurie de capitaux pour gagner des rendements solides. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Au cours des 10 dernières années, nous avons soit investi dans les actifs ci-après, soit nous en avons fait l'acquisition ou la mise en service : 63 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 4 800 MW, 103 centrales éoliennes d'une puissance totale d'environ de 4 200 MW, 544 centrales d'énergie solaire d'une puissance totale d'environ 1 800 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 cibons un ratio de distribution à long terme des fonds provenant des activités d'environ 70 % et une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

# Rapport de gestion

## Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 a été préparé en date du 3 août 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\$ », « £ », COP et « ZAR » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling, au peso colombien et au rand. 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](http://www.sec.gov/edgar.shtml)), et sur le site Web de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

### Présentation du rapport de gestion

<b>PARTIE 1 – Faits saillants du deuxième trimestre de 2018</b>	9	<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement</b>	
<b>PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées</b>	11	Structure du capital, liquidités disponibles, facilités de crédit et emprunts des filiales	30
<b>PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires</b>		Dettes à long terme et facilités de crédit	31
Immobilisations corporelles	14	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	33
Transactions entre parties liées	15	Actions et parts en circulation	35
Capitaux propres	16	Dividendes et distributions	35
<b>PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata</b>		Obligations contractuelles	36
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 30 juin	18	Accords hors état de la situation financière	36
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	25	<b>PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles</b>	
Profil des contrats	27	Sommaire des résultats trimestriels historiques	36
		Résultats au prorata pour les semestres clos les 30 juin	37
		Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	38
		<b>PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes</b>	41
		<b>PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement</b>	44
		<b>PARTIE 9 – Mise en garde</b>	50

## PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
<b>Information sur l'exploitation</b>				
Puissance (MW)	17 364	10 621	17 364	10 621
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	13 521	10 674	26 373	21 038
Production réelle	13 122	11 618	26 002	22 102
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	6 935	6 277	13 286	12 166
Production réelle	6 455	6 719	13 149	12 880
Produits moyens (\$ par MWh)	73	66	74	68
<b>Informations financières choisies<sup>1</sup></b>				
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(2) \$	38 \$	6 \$	54 \$
Résultat de base par part de société en commandite	(0,01)	0,13	0,02	0,18
BAlIA ajusté consolidé <sup>2</sup>	543	460	1 125	916
BAlIA ajusté au prorata <sup>2</sup>	324	312	675	614
Fonds provenant des activités <sup>2</sup>	172	181	365	347
Fonds provenant des activités ajustés <sup>2</sup>	154	164	329	313
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 2</sup>	0,55	0,61	1,17	1,16
Distribution par part de société en commandite	0,49	0,47	0,98	0,94

<sup>1)</sup> Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandite s'est établi respectivement à 312,8 millions et 312,7 millions (299,2 millions et 299,2 millions en 2017).

<sup>2)</sup> 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 ».

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 juin	31 déc.
	2018	2017
<b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>		
Liquidités disponibles	1 666 \$	1 697 \$
Ratio d'endettement	39 %	39 %
Emprunts sans recours au prorata à l'égard d'Énergie Brookfield	73 %	70 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata	14 %	13 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	5,9 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	10,2 ans	10,5 ans
Taux d'intérêt moyen	5,5 %	5,8 %

## **Exploitation**

Les fonds provenant des activités ont diminué de 5 %, pour s'établir à 172 millions \$, l'apport provenant de la croissance du portefeuille, des prix réalisés relativement plus élevés et des initiatives de réduction des coûts ayant été plus que neutralisés par la baisse de la production de nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord en raison de la faiblesse des conditions hydrologiques (11 % inférieures à la moyenne à long terme et 18 % inférieures à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent durant lequel la production avait été supérieure à la moyenne).

Les fonds provenant des activités par part, qui s'élèvent à 0,55 \$, ont diminué de 10 % par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Depuis le début de l'exercice, les fonds provenant des activités se sont accrus de 5 % par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, l'apport provenant de la croissance du portefeuille, des prix réalisés plus élevés et des initiatives de réduction des coûts ayant été neutralisé en partie par une production comparable de 5 % inférieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent et de 1 % sous la moyenne à long terme.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 40 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et d'une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles associée à la croissance de notre portefeuille. La perte de base par part de société en commandite a reculé en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent, passant de 0,13 \$ par part de société en commandite à 0,01 \$ par part de société en commandite, en raison surtout des diminutions susmentionnées.

Nous continuons de nous concentrer sur les contrats à prix supérieurs et avons réalisé ce qui suit :

- En Colombie, nous avons conclu 19 nouveaux contrats au cours du trimestre d'une durée de cinq à dix ans.
- Nous avons conclu cinq nouveaux contrats au Brésil pendant le trimestre, ce qui représente une production annuelle de 91 GWh à un prix moyen de 254 R\$/MWh.
- Nous avons vendu 964 MW lors de la plus récente vente aux enchères de puissance de PJM au prix de 4,26 \$/kW par mois, ce qui donnera lieu à des produits au prorata de 17 millions \$ pour la période de livraison 2021-2022, soit 70 % de plus que l'exercice précédent.

## **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 conclu des financements sans recours d'un montant de 1,1 milliard \$ au cours du trimestre, ce qui nous a permis de réduire à 5,5 % notre dette moyenne pondérée à l'égard des projets tout en maintenant une durée moyenne pondérée supérieure à 10 ans de la dette à l'égard des projets.

Notre risque lié aux taux d'intérêt est minime car seulement 14 % de notre dette est assortie d'un taux variable, dont moins de 8 % se rapporte à nos activités en Amérique du Nord et en Europe.

Après la fin du trimestre, nous avons conclu une entente visant la vente de la totalité de notre portefeuille d'énergie éolienne et solaire d'une puissance de 178 MW en Afrique du Sud, pour un produit total de 166 millions \$ (2 031 millions ZAR), la quote-part d'Énergie Brookfield totalisant environ

50 millions \$. La clôture de la transaction devrait se faire d'ici le quatrième trimestre de 2018, sous réserve des conditions de clôture.

### Croissance et développement

Nous avons mobilisé 420 millions \$ pour faire passer notre participation dans Terraform Power Inc. (« TerraForm Power ») de 16 % à 30 %. TerraForm Power a affecté le produit de 650 millions \$ dégagé par son émission d'actions ainsi que d'autres sources de capital à l'acquisition de Saeta Yield S.A. (« Saeta Yield »), un portefeuille d'énergie solaire et éolienne d'une puissance de 1 028 MW situé en Europe.

Nous avons terminé la mise en service d'un projet hydroélectrique de 28 MW au Brésil et avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, éoliens et d'accumulation d'une puissance de 160 MW.

## PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les trimestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	735 \$	683 \$
Autres produits	10	10
Coûts d'exploitation directs	(247)	(240)
Coûts de service de gestion	(21)	(21)
Charge d'intérêts – emprunts	(178)	(156)
Amortissement des immobilisations corporelles	(206)	(198)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	(7)	4
Charge d'impôt différé	(4)	(16)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(2) \$	38 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,29	1,34
€	0,84	0,91
R\$	3,61	3,21
£	0,74	0,78
COP	2 839	2 920

### Analyse des écarts pour le trimestre clos le 30 juin 2018

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018, nous avons enregistré une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 2 millions \$, contre un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 38 millions \$ pour le trimestre clos le 30 juin 2017.

Les produits se sont élevés à 735 millions \$ pour le trimestre clos le 30 juin 2018, ce qui représente une augmentation de 52 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'apport de la croissance de notre portefeuille, dérivée des récentes participations et projets de développement acquis, et la hausse des produits réalisés moyens ayant été annulés en partie par une baisse de la production de nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. La croissance a représenté un apport de 2 739 GWh, soit une augmentation des produits de 69 millions \$, mais a été en partie contrebalancée par une incidence de 60 millions \$ attribuable à la diminution de la production consolidée sur une base comparable de 1 229 GWh ou 11 % imputable surtout aux faibles conditions hydrologiques en Amérique du Nord (de 47 millions \$ ou 8 % inférieures à la moyenne à long terme). L'apport de la hausse des produits réalisés moyens, qui s'explique surtout par les clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, la hausse des prix réalisés sur le marché libre dans l'ensemble de notre portefeuille et l'augmentation des produits tirés de la capacité en Amérique du Nord, s'est élevé 41 millions \$. Les fluctuations des taux de

change ont eu une incidence positive de 2 millions \$ sur nos produits, l'appréciation du dollar canadien et du peso colombien par rapport au dollar américain étant annulée en partie par la dépréciation du réal. L'incidence des fluctuations de ces devises a aussi eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 247 millions \$ représentent une hausse de 7 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille a accru les coûts d'exploitation de 14 millions \$ et, sur une base comparable, les coûts d'exploitation ont diminué de 9 millions \$, car nous continuons de profiter de nos initiatives de réduction des coûts. L'effet de change mentionné ci-dessus a entraîné une augmentation des coûts d'exploitation de 2 millions \$.

La charge d'intérêts et l'amortissement des immobilisations corporelles se sont élevés respectivement à 178 millions \$ et 206 millions \$, soit une augmentation de respectivement 22 millions \$ et 8 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent découlant essentiellement de la croissance.

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	1 528 \$	1 360 \$
Autres produits	19	18
Coûts d'exploitation directs	(503)	(473)
Coûts de service de gestion	(42)	(37)
Charge d'intérêts – emprunts	(358)	(319)
Amortissement des immobilisations corporelles	(419)	(398)
Charge d'impôt exigible	(14)	(12)
Charge d'impôt différé	(13)	(21)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	6 \$	54 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,28	1,33
€	0,83	0,92
R\$	3,42	3,18
£	0,73	0,79
COP	2 849	2 920

### Analyse des écarts pour le semestre clos le 30 juin 2018

Pour le semestre clos le 30 juin 2018, nous avons enregistré un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 6 millions \$, contre un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 54 millions \$ pour le semestre clos le 30 juin 2017.

Les produits se sont élevés à 1 528 millions \$ pour le semestre clos le 30 juin 2018, ce qui représente une augmentation de 168 millions \$ en regard du semestre correspondant de l'exercice précédent, l'apport de la croissance de notre portefeuille, grâce à nos placements récents et projets de développement, et de la hausse des produits réalisés moyens dans l'ensemble de notre portefeuille ayant été en partie neutralisé par une légère baisse de la production de nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. La croissance de notre portefeuille au cours des 12 derniers mois, qui a représenté un apport de 5 157 GWh, soit une augmentation des produits de 136 millions \$, a été en partie contrebalancée par l'incidence de la vente d'un parc éolien en Europe en 2017, dont l'apport s'était élevé à 8 millions \$ ou 75 GWh au semestre correspondant de l'exercice précédent. Les produits tirés de nos centrales existantes ont reculé de

65 millions \$ en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement des faibles conditions hydrologiques en Amérique du Nord (de 51 millions \$ ou 1 % inférieures à la moyenne à long terme et de 6 % inférieures à celles du semestre correspondant de l'exercice précédent, où les solides conditions hydrologiques avaient été de 6 % supérieures à la moyenne à long terme). Les prix réalisés moyens ont ajouté 89 millions \$ aux produits, en raison surtout de la hausse des prix réalisés sur le marché libre dans notre portefeuille, des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats dans l'ensemble de notre portefeuille et de l'augmentation des produits tirés de la capacité en Amérique du Nord. La dépréciation du dollar américain par rapport à la plupart des monnaies étrangères dans lesquelles nous faisons affaire a ajouté 16 millions \$ aux produits et a eu une incidence sur les coûts d'exploitation et d'emprunt.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 503 millions \$ représentent une hausse de 30 millions \$, soutenue par la croissance de notre portefeuille. Compte non tenu des recouvrements de coûts non récurrents de 10 millions \$ du semestre correspondant de l'exercice précédent, les coûts d'exploitation ont diminué de 16 millions \$ sur une base comparable grâce à nos initiatives de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise. L'effet de change mentionné ci-dessus a entraîné une augmentation des coûts d'exploitation de 6 millions \$.

La charge d'intérêts et l'amortissement des immobilisations corporelles se sont élevés respectivement à 358 millions \$ et 419 millions \$, ce qui représente une augmentation de respectivement 39 millions \$ et 21 millions \$ par rapport à ceux du semestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la croissance du portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 42 millions \$ représentent une hausse de 5 millions \$, laquelle est principalement attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation de l'entreprise par rapport à celle du semestre correspondant de l'exercice précédent.

## 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)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Actifs courants	1 833 \$	1 666 \$
Actifs détenus en vue de la vente	799	-
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 123	721
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 774	27 096
Goodwill	918	901
Total de l'actif	30 090	30 904
Passifs directement liés aux actifs détenus en vue de la vente	563	-
Dette à long terme et facilités de crédit	10 974	11 766
Passifs d'impôt différé	3 575	3 588
Total du passif	16 364	16 622
Total des capitaux propres	13 726	14 282
Total du passif et des capitaux propres	30 090	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 25,8 milliards \$ au 30 juin 2018, contre 27,1 milliards \$ au 31 décembre 2017. Au moment de conclure une entente visant la vente d'actifs d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de 178 MW en Afrique du Sud, nous avons reclassé un montant de 651 millions \$ dans les actifs détenus en vue de la vente à l'état de la situation financière. La diminution de 712 millions \$ des immobilisations corporelles, touchant principalement les actifs au Brésil et au Canada, est attribuable à l'appréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 419 millions \$, qui est beaucoup plus élevée que le montant que nous devons réinvestir dans l'entreprise en dépenses d'investissement de maintien.

#### PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence s'élevaient à 1 123 millions \$ au 30 juin 2018, contre 721 millions \$ au 31 décembre 2017. Au cours du trimestre, TerraForm Power a conclu l'acquisition et la privatisation de Saeta Yield, portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 1 028 MW situé en Europe. TerraForm Power a financé son acquisition de Saeta Yield au moyen des liquidités disponibles et d'initiatives de financement au niveau des actifs, ainsi que par l'émission d'actions supplémentaires d'un montant en capital de 650 millions \$, dont l'apport d'Énergie Brookfield s'élève à 420 millions \$. Les actions supplémentaires acquises dans le cadre du placement privé ont fait passer la participation collective d'Énergie Brookfield et de ses partenaires institutionnels dans TerraForm Power de 51 % à 65 %, la participation d'Énergie Brookfield passant de 16 % à 30 %.

#### ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Après la fin du trimestre, nous avons conclu une entente visant la vente de la totalité de notre portefeuille d'énergie éolienne et solaire d'une puissance de 178 MW en Afrique du Sud, pour un produit total de 166 millions \$ (2 031 millions ZAR), la quote-part d'Énergie Brookfield totalisant environ 50 millions \$. La clôture de la transaction devrait avoir lieu d'ici le quatrième trimestre de 2018, sous réserve de la satisfaction des conditions de clôture. Nous avons reclassé les actifs concernés, y compris le montant

susmentionné de 651 millions \$ relatif aux immobilisations corporelles, dans les actifs détenus en vue de la vente à l'état de la situation financière. Nous avons également reclassé les passifs qui y sont directement liés, y compris la dette à long terme de 378 millions \$, dans les passifs directement liés aux actifs détenus en vue de la vente dans l'état de la situation financière.

## **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 Asset Management.

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 19, « 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 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.

Le montant total de 400 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée fournie par Brookfield Asset Management a été emprunté. Brookfield Asset Management a avancé également un montant de 200 millions \$ à Énergie Brookfield au cours du deuxième trimestre de 2018. La charge d'intérêts sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit et l'avance pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 ont totalisé respectivement 3 millions \$ et 5 millions \$ (néant et 1 million \$ en 2017). Après le 30 juin 2018, l'avance de fonds de 200 millions \$ et un montant de 128 millions \$ emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non garantie, majorés de l'intérêt couru, ont été remboursés à Brookfield Asset Management.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
<b>Produits</b>				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	134 \$	176 \$	274 \$	326 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	3	2	4	3
	137 \$	178 \$	278 \$	329 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>				
Achats d'énergie	(3) \$	(2) \$	(5) \$	(5) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(12)	(12)
Services d'assurance	(7)	(5)	(13)	(10)
	(16) \$	(13) \$	(30) \$	(27) \$
Charge d'intérêts – emprunts	(3) \$	- \$	(5) \$	(1) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(21) \$	(42) \$	(37) \$

## 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 respectivement 10 millions \$ et 20 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018 (7 millions \$ et 15 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 30 juin 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. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018, Énergie Brookfield a racheté respectivement 272 659 et 281 359 parts de société en commandite négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de 8 millions \$.

## 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 30 JUIN

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les trimestres clos les 30 juin :

	(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
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord	3 413	4 186	3 822	3 822	228 \$	270 \$	165 \$	199 \$	123 \$	158 \$	56 \$	82 \$
Brésil	902	886	978	968	63	66	44	51	37	45	2	6
Colombie	872	998	844	846	53	46	31	24	21	15	18	11
	5 187	6 070	5 644	5 636	344	382	240	274	181	218	76	99
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord	663	434	791	496	54	40	38	31	24	20	(6)	7
Europe	107	94	133	103	12	9	7	4	3	2	(2)	(4)
Brésil	159	51	146	42	10	5	8	3	6	2	(5)	1
Divers	37	-	42	-	3	-	2	-	1	-	(3)	-
	966	579	1 112	641	79	54	55	38	34	24	(16)	4
<b>Énergie solaire</b>	175	-	179	-	30	-	25	-	16	-	2	-
<b>Accumulation et divers</b>	127	70	-	-	20	11	10	4	7	(1)	1	(3)
<b>Siège social</b>	-	-	-	-	-	-	(6)	(4)	(66)	(60)	(65)	(62)
<b>Total</b>	6 455	6 719	6 935	6 277	473 \$	447 \$	324 \$	312 \$	172 \$	181 \$	(2) \$	38 \$

## ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	5 644	5 636
Production (GWh) – réelle	5 187	6 070
Produits	344 \$	382 \$
Autres produits	6	4
Coûts d'exploitation directs	(110)	(112)
BAIIA ajusté	240	274
Charge d'intérêts	(55)	(57)
Charge d'impôt exigible	(4)	1
Fonds provenant des activités	181 \$	218 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(94)	(98)
Impôts différé et autres	(11)	(21)
Résultat net	76 \$	99 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 juin :

(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	2 156	2 496	71 \$	67 \$	103 \$	118 \$	78 \$	93 \$	29 \$	40 \$
Canada	1 257	1 690	60	60	62	81	45	65	27	42
	3 413	4 186	67	65	165	199	123	158	56	82
Brésil	902	886	70	74	44	51	37	45	2	6
Colombie	872	998	61	46	31	24	21	15	18	11
Total	5 187	6 070	66 \$	63 \$	240 \$	274 \$	181 \$	218 \$	76 \$	99 \$

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités de production hydroélectrique se sont fixés à 181 millions \$, comparativement à 218 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de nos centrales en Amérique du Nord a été touchée par la faiblesse des conditions hydrologiques (de 11 % inférieures à la moyenne à long terme), entraînant une diminution de 15 % par rapport au deuxième trimestre de 2017, alors que nous avons bénéficié d'une production de 10 % supérieure à la moyenne à long terme. Les produits moyens par MWh de nos activités de production hydroélectrique ont augmenté de 5 %, en raison essentiellement de la hausse des prix de la capacité aux États-Unis et des prix réalisés moyens en Colombie. Les initiatives de réduction des coûts dans l'ensemble de nos activités de production hydroélectrique ont ajouté 5 millions \$ aux fonds provenant des activités.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 23 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

## **Amérique du Nord**

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 123 millions \$, comparativement à 158 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production a été de 11 % inférieure à la moyenne à long terme et de 18 % inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, alors que nous avons connu une production supérieure à la moyenne (de 10 % supérieure à la moyenne à long terme). Les produits moyens par MWh ont augmenté de 3 % en raison principalement des prix de capacité plus élevés dans le nord-est des États-Unis. Les coûts d'exploitation ont diminué en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, car nous avons continué de mettre en œuvre des initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 26 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

## **Brésil**

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités au Brésil se sont élevés à 37 millions \$, contre 45 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'apport de nos projets de développement et des produits moyens par MWh plus élevés en monnaie locale réalisés par les contrats comportant des clauses d'indexation sur l'inflation a été neutralisé par l'appréciation du dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 4 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

## **Colombie**

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Colombie se sont fixés à 21 millions \$, en regard de 15 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, une hausse de 33 % des produits moyens par MWh réalisés par les contrats comportant des clauses d'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats du portefeuille et d'une hausse des prix du marché ayant été contrebalancée en partie par une production de 13 % inférieure 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, car nous avons continué de mettre en œuvre des initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 7 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

## 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 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	1 112	641
Production (GWh) – réelle	966	579
Produits	79 \$	54 \$
Autres produits	1	-
Coûts d'exploitation directs	(25)	(16)
BAIIA ajusté	55	38
Charge d'intérêts	(20)	(14)
Charge d'impôt exigible	(1)	-
Fonds provenant des activités	34 \$	24 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(42)	(26)
Impôts différé et autres	(8)	6
Résultat net	(16) \$	4 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production d'énergie éolienne pour les trimestres clos les 30 juin :

(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	416	152	77 \$	105 \$	20 \$	12 \$	12 \$	7 \$	(4) \$	(1) \$
Canada	247	282	89	85	18	19	12	13	(2)	8
	663	434	81	92	38	31	24	20	(6)	7
Europe	107	94	112	92	7	4	3	2	(2)	(4)
Brésil	159	51	63	89	8	3	6	2	(5)	1
Divers	37	-	71	-	2	-	1	-	(3)	-
Total	966	579	82 \$	92 \$	55 \$	38 \$	34 \$	24 \$	(16) \$	4 \$

Les fonds provenant des activités tirés des activités de production d'énergie éolienne se sont chiffrés à 34 millions \$ par rapport à 24 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout grâce à l'apport provenant de nos projets de développement en Europe et de nos participations dans TerraForm Power et TerraForm Global.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 20 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de l'augmentation des fonds provenant des activités, laquelle a été plus que contrebalancée une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles associé à la croissance de notre portefeuille et du change.

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 24 millions \$, comparativement à 20 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation de la production dans l'ensemble de notre portefeuille et l'apport de la croissance découlant de notre participation dans TerraForm Power ont été en partie annulés par une baisse de la production de nos parcs éoliens détenus en propriété exclusive au Canada.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 13 millions \$ comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, découlant principalement d'une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles associé à la croissance de notre portefeuille.

### **Europe**

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Europe se sont fixés à 3 millions \$, comparativement à 2 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'apport de la croissance de notre portefeuille, soit des fonds provenant des activités de 2 millions \$ ou une production de 25 GWh. Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont été comparables en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse des prix réalisés ayant été plus que neutralisée par une diminution de 12 % de la production découlant de la baisse des ressources éoliennes.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a reculé de 2 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

### **Brésil**

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités au Brésil se sont fixés à 6 millions \$, comparativement à 2 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation s'explique essentiellement par l'apport de notre participation dans TerraForm Global, soit des fonds provenant des activités de 4 millions \$ ou une production de 108 GWh. Sur une base comparable, les fonds provenant des activités sont stables en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de nos initiatives de renégociation de contrats réalisées plus tôt au cours de l'exercice ayant été annulée par l'appréciation du dollar américain.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a reculé de 6 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été contrebalancée par le taux de change et par une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles associée 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 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	179	-
Production (GWh) – réelle	175	-
Produits	30 \$	- \$
Autres produits	1	-
Coûts d'exploitation directs	(6)	-
BAlIA ajusté	25	-
Charge d'intérêts	(9)	-
Charge d'impôt exigible	-	-
Fonds provenant des activités	16 \$	- \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(7)	-
Impôts différé et autres	(7)	-
Résultat net	2 \$	- \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités de production d'énergie solaire se sont fixés à respectivement 16 millions \$ et 2 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 175 GWh a été comparable 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 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – réelle	127	70
Produits	20 \$	11 \$
Autres produits	-	-
Coûts d'exploitation directs	(10)	(7)
BAlIA ajusté	10	4
Charge d'intérêts	(3)	(5)
Charge d'impôt exigible	-	-
Fonds provenant des activités	7 \$	(1) \$
Amortissement des immobilisations corporelles	(6)	(6)
Impôts différé et autres	-	4
Perte nette	1 \$	(3) \$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés des activités des centrales d'accumulation par pompage et des installations alimentées à la biomasse se sont fixés à respectivement 7 millions \$ et 1 million \$. L'augmentation de respectivement 8 millions \$ et 4 millions \$ 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.

## SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les trimestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	- \$	- \$
Autres produits	-	1
Coûts d'exploitation directs	(6)	(5)
BAIIA ajusté	(6)	(4)
Coûts de service de gestion	(21)	(21)
Charge d'intérêts	(23)	(22)
Distributions sur les actions et parts de société en commandite privilégiées	(16)	(13)
Fonds provenant des activités	(66) \$	(60) \$
Impôts différé et autres	1	(2)
Perte nette	(65) \$	(62) \$

Les distributions attribuables aux parts de société en commandite privilégiées se sont améliorées de 3 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.

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

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 30 juin 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport 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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Accumulation et divers	Siège social	Total				
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers				Énergie solaire			
Produits	228	63	53	54	12	10	3	30	20	-	473	(58)	320	735
Autres produits	5	1	-	-	1	-	-	1	-	-	8	(2)	4	10
Coûts d'exploitation directs	(68)	(20)	(22)	(16)	(6)	(2)	(1)	(6)	(10)	(6)	(157)	19	(109)	(247)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41	4	45
BAIIA ajusté	165	44	31	38	7	8	2	25	10	(6)	324	-	219	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(40)	(5)	(10)	(14)	(3)	(2)	(1)	(9)	(3)	(23)	(110)	16	(84)	(178)
Charge d'impôt exigible	(2)	(2)	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(5)	1	(3)	(7)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)	-	-	(10)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(4)	(21)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(128)	(128)
Fonds provenant des activités	123	37	21	24	3	6	1	16	7	(66)	172	-	-	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	(13)	(1)	(2)	-	-	-	-	-	-	(2)	(18)	-	-	-
Fonds provenant des activités ajustés	110	36	19	24	3	6	1	16	7	(68)	154	-	-	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	13	1	2	-	-	-	-	-	-	2	18	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(56)	(33)	(5)	(29)	(9)	(3)	(1)	(7)	(6)	-	(149)	17	(74)	(206)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(1)	(1)	4	3	6	(8)	(3)	(4)	-	5	1	(6)	(28)	(33)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(2)	1	(2)	1	1	-	-	1	-	4	4	(3)	(5)	(4)
Divers	(8)	(2)	-	(5)	(3)	-	-	(4)	-	(8)	(30)	10	10	(10)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	-	(18)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97	97
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup>	56	2	18	(6)	(2)	(5)	(3)	2	1	(65)	(2)	-	-	(2)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 6 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 31 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.

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

<sup>3)</sup> 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 30 juin 2017 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts							Accumulation et divers	Siège social	Total	Apport 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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	270	66	46	40	9	5	11	-	447	(11)	247	683	
Autres produits	-	3	1	-	-	-	-	1	5	-	5	10	
Coûts d'exploitation directs	(71)	(18)	(23)	(9)	(5)	(2)	(7)	(5)	(140)	4	(104)	(240)	
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7	
BAIIA ajusté	199	51	24	31	4	3	4	(4)	312	-	148	-	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)	
Charge d'intérêts sur les emprunts	(43)	(4)	(10)	(11)	(2)	(1)	(5)	(22)	(98)	3	(61)	(156)	
Charge d'impôt exigible	2	(2)	1	-	-	-	-	-	1	-	3	4	
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90)	(90)	
Fonds provenant des activités	158	45	15	20	2	2	(1)	(60)	181	-	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	(12)	(1)	(2)	-	-	-	-	(2)	(17)	-	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	146	44	13	20	2	2	(1)	(62)	164	-	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	12	1	2	-	-	-	-	2	17	-	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(56)	(34)	(8)	(21)	(3)	(2)	(6)	-	(130)	3	(71)	(198)	
Change et perte latente sur les instruments financiers	-	-	1	-	(6)	-	-	(7)	(12)	-	6	(6)	
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(11)	-	(4)	6	1	-	-	5	(3)	-	(13)	(16)	
Divers	(9)	(5)	7	2	2	1	4	-	2	(1)	22	23	
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)	
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	56	
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup>	82	6	11	7	(4)	1	(3)	(62)	38	-	-	38	

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 34 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.

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

<sup>3)</sup> 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 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	Par part	
			2018	2017
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	(1) \$	21 \$	(0,01) \$	0,13 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	-	1	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(1)	16	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(2) \$	38 \$	(0,01) \$	0,13 \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata				
Amortissement des immobilisations corporelles	149	130	0,48	0,43
Change et perte latente sur les instruments financiers	(1)	12	-	0,04
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(4)	3	(0,01)	0,01
Divers	30	(2)	0,09	-
Fonds provenant des activités	172 \$	181 \$	0,55 \$	0,61 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation <sup>1</sup>			312,8	299,2

<sup>1)</sup> 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. La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 15 ans (au prorata).

	Solde en 2018	2019	2020	2021	2022
Production (GWh)					
Production visée par contrat <sup>1</sup>					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis <sup>2</sup>	3 114	7 237	6 306	6 098	4 791
Canada	2 377	5 051	3 584	3 091	3 045
	5 491	12 288	9 890	9 189	7 836
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	936	2 023	1 945	1 878	1 854
Canada	581	1 197	1 197	1 197	1 197
	1 517	3 220	3 142	3 075	3 051
Europe	433	886	832	825	819
Divers <sup>3</sup>	132	266	266	266	266
	2 082	4 372	4 240	4 166	4 136
Énergie solaire	459	941	941	941	941
Production visée par contrat au prorata	8 032	17 601	15 071	14 296	12 913
Production non visée par contrat au prorata	597	1 414	3 944	4 719	6 102
Moyenne à long terme au prorata	8 629	19 015	19 015	19 015	19 015
Participations ne donnant pas le contrôle	6 298	13 610	13 609	13 609	13 610
Moyenne à long terme totale	14 927	32 625	32 624	32 624	32 625
Production visée par contrat – au 30 juin 2018					
% de la production totale au prorata	93 %	93 %	79 %	75 %	68 %
Prix par MWh – production totale au prorata	78 \$	79 \$	84 \$	86 \$	92 \$

<sup>1)</sup> 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 87 GWh.

<sup>2)</sup> Comprend la production de 391 GWh pour 2018 et de 931 GWh pour 2019 garantie par des contrats financiers.

<sup>3)</sup> Comprend la production de la Chine, de l'Inde, 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 19 ans (au prorata). Au cours des cinq prochains exercices, cinq contrats relatifs à nos centrales hydroélectriques viendront à échéance, soit un en 2020, deux en 2021 et deux en 2022, d'une moyenne annuelle à long terme (au prorata) de respectivement 1 467 GWh, 850 GWh et 1 271 GWh. Nous prévoyons renouveler les contrats arrivés à échéance aux mêmes taux ou à des taux supérieurs à ceux déjà établis dans ces contrats. Les prix établis dans la majorité des contrats arrivés à échéance sont comparables aux prix actuels sur le marché libre.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des portefeuilles au Brésil et en Colombie s'établit respectivement à 9 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 13 ans (au prorata).

Dans les autres pays, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée est de 17 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 (40 %), d'organismes publics d'électricité (25 %), de sociétés de distribution (19 %) et d'utilisateurs industriels (16 %).

## 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 :

	30 juin 2018	31 déc. 2017
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)		
Facilités de crédit <sup>1</sup>	989 \$	887 \$
Emprunts de la société mère <sup>2</sup>	1 594	1 665
Emprunts des filiales <sup>3</sup>	8 391	8 774
Dette à long terme	10 974	11 326
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 397	3 411
Capitaux propres	13 726	14 282
Total de la structure du capital	28 097 \$	29 019 \$
Ratio d'endettement	39 %	39 %

<sup>1)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ils comprennent un montant de 124 millions \$ (202 millions \$ en 2017) emprunté sur une facilité de crédit-relais soutenue par un fonds privé détenu par Brookfield.

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

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

### Liquidités disponibles

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

	30 juin 2018	31 déc. 2017
(EN MILLIONS)		
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield <sup>1</sup>	222	195
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	125	159
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées <sup>2</sup>	2 100	2 090
Emprunts effectués sur les facilités de crédit <sup>2</sup>	(865)	(685)
Lettres de crédit émises	(77)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 158	1 212
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	161	131
Liquidités disponibles	1 666 \$	1 697 \$

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 124 millions \$ (202 millions \$ en 2017) 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

Au cours du deuxième trimestre de 2018, nous avons conclu des financements sans recours d'un montant de 1,1 milliard \$ ce qui nous a permis de réduire à 5,5 % le coût moyen pondéré de notre dette à l'égard des projets tout en maintenant une durée moyenne pondérée supérieure à 10 ans de la dette à l'égard des projets.

### 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 :

	30 juin 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	5,9	1 599 \$	4,5	6,4	1 670 \$
Facilités de crédit <sup>1</sup>	2,9	3,6	989	2,6	4,5	887
Emprunts des filiales au prorata						
Hydroélectricité	6,0	10,3	3 632	6,1	10,5	3 741
Énergie éolienne <sup>2</sup>	4,7	10,2	1 696	5,1	11,3	1 286
Énergie solaire <sup>2</sup>	5,2	10,5	1 114	6,0	10,5	456
Accumulation et divers	5,5	6,6	261	5,3	7,1	277
	5,5	10,2	6 703	5,8	10,5	5 760
Total de la dette au prorata			9 291 \$			8 317 \$
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(50)			(47)
Quote-part d'Énergie Brookfield			9 241			8 270
Financements ultérieurs <sup>3</sup>			-			(33)
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(1 990)			(834)
Participations ne donnant pas le contrôle			3 723			4 363
Selon les états financiers en IFRS			10 974 \$			11 766 \$

<sup>1)</sup> 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.

<sup>2)</sup> Ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 60 millions \$ associée aux actifs en Afrique du Sud classés comme détenus en vue de la vente au 30 juin 2018. Se reporter à la « PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires ». Au 31 décembre 2017, la dette au prorata en cours associée à ces actifs s'élevait à 51 millions \$.

<sup>3)</sup> 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 et de l'amortissement prévu au prorata au 30 juin 2018 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
<b>Remboursements de capital</b>							
Emprunts de la société mère et facilités de crédit <sup>1</sup>	152	124	343	-	1 170	799	2 588 \$
<b>Emprunts des filiales</b>							
Hydroélectricité	40	125	374	185	212	2 696	3 632
Énergie éolienne	46	109	104	155	190	1 092	1 696
Énergie solaire	20	39	36	130	106	783	1 114
Accumulation et divers	2	3	3	64	3	186	261
	108	276	517	534	511	4 757	6 703
<b>Total</b>	<b>260</b>	<b>400</b>	<b>860</b>	<b>534</b>	<b>1 681</b>	<b>5 556</b>	<b>9 291</b>

<sup>1)</sup> 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 (152 millions \$) dont l'échéance est en novembre.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs, qui avaient contracté des financements liés à des projets et qui étaient en défaut de paiement avant l'acquisition. Le solde de capital totalisant 322 millions \$ vient à échéance en 2031. Au 30 juin 2018, les emprunts ne respectaient toujours pas certaines clauses restrictives en raison d'enjeux existant avant l'acquisition de TerraForm Global, y compris avec les entrepreneurs dans le cadre de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le solde des emprunts liés aux dettes à l'égard des projets en Afrique du Sud a été classé comme des passifs directement liés aux actifs détenus en vue de la vente. Au 30 juin 2018, le solde a été classé comme courant dans les états financiers selon les IFRS. Énergie Brookfield est en pourparlers avec tous les prêteurs pour remédier aux manquements 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. Au 30 juin 2018, le solde total de ces emprunts s'élevait à 14 millions \$. Hormis les manquements susmentionnés, au 30 juin 2018, Énergie Brookfield avait 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 (%)	
	30 juin 2018	31 déc. 2017	30 juin 2018	31 déc. 2017
Emprunts de la société mère	5,9	6,4	4,5	4,5
Facilités de crédit <sup>1</sup>	3,6	4,5	2,9	2,6
Emprunts des filiales	10,2	10,5	5,5	5,8

<sup>1)</sup> 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 :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	263 \$	242 \$	563 \$	542 \$
Activités de financement	8	(362)	(587)	(540)
Activités d'investissement	(426)	(37)	(530)	(51)
Perte de change sur la trésorerie	(12)	(5)	(8)	-
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(167) \$	(162) \$	(562) \$	(49) \$

Au 30 juin 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 237 millions \$, ce qui représente une baisse de respectivement 167 millions \$ et 562 millions \$ pour le trimestre et le semestre clos à cette date.

### Activités d'exploitation

Pour le deuxième trimestre de 2018, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 263 millions \$. L'apport de la croissance de notre portefeuille, des prix réalisés relativement plus élevés et des initiatives de réduction des coûts a été plus que contrebalancé par la diminution de la production de nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord, ce qui a entraîné une diminution nette de 9 millions \$ des fonds provenant des activités comparativement à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour le semestre clos le 30 juin 2018, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 563 millions \$. Les fonds provenant des activités ont été de 61 millions \$ supérieurs à ceux du semestre correspondant de l'exercice précédent, l'apport de la croissance de notre portefeuille, des prix réalisés plus élevés et des initiatives de réduction des coûts ayant été annulé en partie par une production légèrement inférieure à la moyenne à long terme.

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 s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants	12 \$	19 \$	13 \$	50 \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(12)	(90)	(54)	(54)
Autres actifs et passifs	(31)	44	(22)	26
	(31) \$	(27) \$	(63) \$	22 \$

### Activités de financement

Pour le deuxième trimestre, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 8 millions \$.

Pour le semestre clos le 30 juin 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 587 millions \$, essentiellement en raison des initiatives de désendettement entreprises après notre participation dans TerraForm Global et du refinancement des emprunts contractés par nos filiales en Colombie et au Brésil, ainsi que des distributions mentionnées ci-dessous.

Nous avons porté nos distributions 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.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP s'étaient élevées à 161 millions \$ (145 millions \$ en 2017). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 197 millions \$ (173 millions \$ en 2017).

Pour le semestre clos le 30 juin 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP s'étaient élevées à 321 millions \$ (289 millions \$ en 2017). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 388 millions \$ (319 millions \$ en 2017).

### **Activités d'investissement**

Pour le deuxième trimestre de 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 426 millions \$. Le développement d'actifs de production d'énergie s'est chiffré à 13 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, à 29 millions \$. Au cours du deuxième trimestre de 2018, notre participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans TerraForm Power a augmenté, passant de 16 % à 30 % en raison d'une participation supplémentaire de 420 millions \$.

Pour le semestre clos le 30 juin 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 530 millions \$. Nos acquisitions et nos investissements dans le développement d'actifs de production d'énergie se sont chiffrés à 50 millions \$ (déduction faite de la trésorerie acquise) et les dépenses d'investissement de maintien, à 56 millions \$. Au cours du deuxième trimestre de 2018, notre participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans TerraForm Power a augmenté, passant de 16 % à 30 % en raison d'une participation supplémentaire de 420 millions \$.

## ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

	30 juin 2018	31 déc. 2017
<b>Actions privilégiées de catégorie A</b>		
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
<b>Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A</b>		
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
<b>Participation de commandité</b>	2 651 506	2 651 506
<b>Parts de société en commandite rachetables/échangeables</b>	129 658 623	129 658 623
<b>Parts de société en commandite</b>		
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	157 689	302 037
Rachat pour annulation de parts de société en commandite	(281 359)	-
Solde à la fin de la période / de l'exercice	180 264 691	180 388 361
<b>Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral<sup>1)</sup></b>	<b>309 923 314</b>	<b>310 046 984</b>

<sup>1)</sup> 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 sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Déclarés				Versés			
	Trimestres clos les 30 juin		Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Actions privilégiées de catégorie A	6 \$	6 \$	6 \$	6 \$	13 \$	12 \$	13 \$	12 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	9 \$	7 \$	9 \$	6 \$	19 \$	13 \$	17 \$	11 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	181 \$	161 \$	181 \$	161 \$	357 \$	260 \$	357 \$	260 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	11 \$	8 \$	11 \$	8 \$	23 \$	17 \$	22 \$	16 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	64 \$	61 \$	63 \$	60 \$	128 \$	123 \$	127 \$	121 \$
Parts de société en commandite	88 \$	78 \$	87 \$	77 \$	178 \$	157 \$	172 \$	152 \$

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 18, « 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 de la société mère et 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 auditée consolidée des huit derniers trimestres :

	2018		2017				2016	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Production totale (GWh) – MLT	13 521	12 852	12 198	9 098	10 674	10 364	10 319	9 092
Production totale (GWh) – réelle	13 122	12 880	11 913	9 370	11 618	10 484	8 728	7 522
Production au prorata (GWh) – MLT	6 935	6 351	6 030	5 053	6 279	5 890	5 739	5 068
Production au prorata (GWh) – réelle	6 455	6 694	5 890	5 198	6 719	6 161	4 734	4 395
<b>Produits</b>	<b>735 \$</b>	<b>793 \$</b>	<b>657 \$</b>	<b>608 \$</b>	<b>683 \$</b>	<b>677 \$</b>	<b>571 \$</b>	<b>580 \$</b>
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts</b>	<b>(2)</b>	<b>8</b>	<b>(67)</b>	<b>(43)</b>	<b>38</b>	<b>16</b>	<b>(47)</b>	<b>(33)</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite</b>	<b>(0,01)</b>	<b>0,03</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(0,14)</b>	<b>0,13</b>	<b>0,05</b>	<b>(0,16)</b>	<b>(0,12)</b>
BAlIA ajusté consolidé	543	582	453	381	460	457	326	335
BAlIA ajusté au prorata	324	351	295	233	311	303	189	213
Fonds provenant des activités	172	193	143	91	181	166	54	73
Fonds provenant des activités par part	0,55	0,62	0,46	0,29	0,61	0,55	0,18	0,24
Distribution par part de société en commandite	0,490	0,490	0,468	0,468	0,468	0,468	0,445	0,445

## RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES SEMESTRES CLOS LES 30 JUIN

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les semestres clos les 30 juin :

	(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
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord	7 178	7 952	7 261	7 261	489 \$	525 \$	356 \$	393 \$	269 \$	306 \$	133 \$	165 \$
Brésil	1 940	1 757	1 935	1 918	132	118	95	93	78	78	3	2
Colombie	1 640	1 824	1 688	1 692	106	93	62	48	42	25	30	11
	10 758	11 533	10 884	10 871	727	736	513	534	389	409	166	178
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord	1 308	832	1 488	948	108	79	79	62	50	41	(12)	8
Europe	272	266	288	272	29	24	18	15	11	9	(3)	(5)
Brésil	262	109	264	75	18	9	13	6	9	4	(6)	2
Divers	69	-	76	-	5	-	3	-	1	-	(4)	-
	1 911	1 207	2 116	1 295	160	112	113	83	71	54	(25)	5
<b>Énergie solaire</b>	290	-	286	-	48	-	41	-	26	-	-	-
<b>Accumulation et divers</b>	190	140	-	-	37	24	19	7	12	(1)	(11)	(9)
<b>Siège social</b>	-	-	-	-	-	-	(11)	(10)	(133)	(115)	(124)	(120)
<b>Total</b>	13 149	12 880	13 286	12 166	972 \$	872 \$	675 \$	614 \$	365 \$	347 \$	6 \$	54 \$

## RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour le semestre clos le 30 juin 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts										Apport 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	489	132	106	108	29	18	5	48	37	-	972	(97)	653	1 528
Autres produits	5	2	1	1	1	-	-	3	-	1	14	(4)	9	19
Coûts d'exploitation directs	(138)	(39)	(45)	(30)	(12)	(5)	(2)	(10)	(18)	(12)	(311)	32	(224)	(503)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	12	81
BAIIA ajusté	356	95	62	79	18	13	3	41	19	(11)	675	-	450	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)	-	-	(42)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(84)	(12)	(20)	(28)	(6)	(4)	(2)	(15)	(7)	(48)	(226)	25	(157)	(358)
Impôt exigible	(3)	(5)	-	(1)	(1)	-	-	-	-	-	(10)	1	(5)	(14)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-	(19)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	-	-	(13)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(10)	(36)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(278)	(278)
Fonds provenant des activités	269	78	42	50	11	9	1	26	12	(133)	365	-	-	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	(26)	(2)	(4)	-	-	-	-	-	-	(4)	(36)	-	-	-
Fonds provenant des activités ajustés	243	76	38	50	11	9	1	26	12	(137)	329	-	-	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	26	2	4	-	-	-	-	-	-	4	36	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(113)	(71)	(10)	(55)	(17)	(7)	(2)	(13)	(12)	-	(300)	29	(148)	(419)
Change et perte latente sur les instruments financiers	1	(1)	1	3	5	(8)	(1)	(3)	(2)	13	8	(6)	(27)	(25)
Charge d'impôt différé	(6)	1	(3)	(5)	1	-	-	-	-	9	(3)	(1)	(9)	(13)
Divers	(18)	(4)	-	(5)	(3)	-	(2)	(10)	(9)	(13)	(64)	17	(7)	(54)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(39)	-	(39)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	191
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup>	133	3	30	(12)	(3)	(6)	(4)	-	(11)	(124)	6	-	-	6

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 6 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 87 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.

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

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour les semestres clos le 30 juin 2017 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts								Total	Apport 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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Accumulation et divers	Siège social				
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	525	118	93	79	24	9	24	-	872	(20)	508	1 360
Autres produits	-	6	2	-	-	-	-	1	9	-	9	18
Coûts d'exploitation directs	(132)	(31)	(47)	(17)	(9)	(3)	(17)	(11)	(267)	9	(215)	(473)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	11
BAIIA ajusté	393	93	48	62	15	6	7	(10)	614	-	302	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(37)	(37)	-	-	(37)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(88)	(10)	(22)	(21)	(6)	(2)	(8)	(43)	(200)	6	(125)	(319)
Impôt exigible	1	(5)	(1)	-	-	-	-	-	(5)	-	(7)	(12)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	-	-	(13)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	-	-	(12)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(170)	(170)
Fonds provenant des activités	306	78	25	41	9	4	(1)	(115)	347	-	-	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	(24)	(2)	(4)	-	-	-	-	(4)	(34)	-	-	-
Fonds provenant des activités ajustés	282	76	21	41	9	4	(1)	(119)	313	-	-	-
Dépenses d'investissement de maintien ajustées <sup>2</sup>	24	2	4	-	-	-	-	4	34	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(109)	(70)	(16)	(41)	(12)	(3)	(12)	-	(263)	6	(141)	(398)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(4)	(3)	1	1	(6)	-	-	(16)	(27)	1	-	(26)
Charge d'impôt différé	(18)	2	(6)	6	2	-	-	11	(3)	-	(18)	(21)
Divers	(10)	(5)	7	1	2	1	4	-	-	(1)	22	21
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137	137
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup>	165	2	11	8	(5)	2	(9)	(120)	54	-	-	54

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 1 million \$ 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 33 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.

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

<sup>3)</sup> 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, les fonds provenant des activités par part et le BAIIA ajusté, toutes des mesures financières non conformes aux IFRS, pour les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	Par part	
			2018	2017
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	4 \$	30 \$	0,02 \$	0,18 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	-	1	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts échangeables/remboursables détenues par Brookfield	2	23	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	6 \$	54 \$	0,02 \$	0,18 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	300	263	0,96	0,88
Change et perte latente sur les instruments financiers	(8)	27	(0,02)	0,09
Charge d'impôt différé	3	3	0,01	0,01
Divers	64	-	0,20	-
Fonds provenant des activités	365 \$	347 \$	1,17 \$	1,16 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation <sup>1</sup>			312,7	299,2

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

## **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 » de notre rapport annuel de 2017. 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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. L'évaluation initiale de la portée est terminée et la quantification préliminaire est en cours. 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 semestre clos le 30 juin 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.

## **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 du partenariat détenant le contrôle 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 le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power et, par conséquent, dans le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

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 audités en date du 31 décembre 2017.

## **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.

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 hydroélectricité, 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 5, « 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**

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont présentés au prorata depuis le quatrième trimestre de 2017. 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 5, « 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 (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Notes	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
		2018	2017	2018	2017
Produits	19	735 \$	683 \$	1 528 \$	1 360 \$
Autres produits		10	10	19	18
Coûts d'exploitation directs		(247)	(240)	(503)	(473)
Coûts de service de gestion	19	(21)	(21)	(42)	(37)
Charge d'intérêts – emprunts	8	(178)	(156)	(358)	(319)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	6	2	6	(1)
Change et perte latente sur les instruments financiers	4	(33)	(6)	(25)	(26)
Amortissement des immobilisations corporelles	7	(206)	(198)	(419)	(398)
Divers		(10)	23	(54)	21
Charge d'impôt					
Exigible		(7)	4	(14)	(12)
Différé		(4)	(16)	(13)	(21)
		(11)	(12)	(27)	(33)
Résultat net		45 \$	85 \$	125 \$	112 \$
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	9	31 \$	34 \$	87 \$	33 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	9	-	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	9	(1)	16	2	23
Actions privilégiées	9	6	6	13	12
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	10	10	7	19	13
Capitaux propres des commanditaires	11	(1)	21	4	30
		45 \$	85 \$	125 \$	112 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		(0,01) \$	0,13 \$	0,02 \$	0,18 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Notes	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
		2018	2017	2018	2017
Résultat net		45 \$	85 \$	125 \$	112 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net					
Réévaluation des immobilisations corporelles	7	179	11	176	11
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		1	-	5	1
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		(51)	(2)	(51)	(2)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		129	9	130	10
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net					
Écart de conversion		(637)	(234)	(408)	17
(Pertes) profits de la période sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie					
	4	(3)	8	14	21
Profit latent sur les swaps de change – couverture d'un investissement net					
	4	57	(37)	61	(45)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt					
	4	(4)	8	(11)	11
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net					
	4	3	(9)	14	(8)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		(5)	5	(16)	4
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		(589)	(259)	(346)	-
Autres éléments du résultat global					
		(460)	(250)	(216)	10
Résultat global		(415) \$	(165) \$	(91) \$	122 \$
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					
	9	(118) \$	(130) \$	139 \$	12 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield					
	9	(3)	-	(2)	1
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield					
	9	(126)	(28)	(98)	27
Actions privilégiées					
	9	(4)	23	(13)	34
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées					
	10	10	7	19	13
Capitaux propres des commanditaires					
	11	(174)	(37)	(136)	35
		(415) \$	(165) \$	(91) \$	122 \$

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)	Notes	30 juin 2018	31 déc. 2017
<b>Actif</b>			
<b>Actifs courants</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	237 \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions	15	179	181
Créances clients et autres actifs courants	16	503	554
Actifs liés à des instruments financiers	4	64	72
Montants à recevoir de parties liées		51	60
Actifs détenus en vue de la vente	3	799	-
		1 833	1 666
Actifs liés à des instruments financiers	4	153	113
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	1 123	721
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	7	25 774	27 096
Goodwill	12	918	901
Actifs d'impôt différé		178	177
Autres actifs non courants		111	230
		30 090 \$	30 904 \$
<b>Passif</b>			
<b>Passifs courants</b>			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	17	454 \$	542 \$
Passifs liés à des instruments financiers	4	106	184
Montants à payer à des parties liées	19	307	112
Tranche courante de la dette à long terme	8	929	1 676
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	3	563	-
		2 359	2 514
Passifs liés à des instruments financiers	4	52	86
Dette à long terme et facilités de crédit	8	10 045	10 090
Passifs d'impôt différé		3 575	3 588
Autres passifs non courants		333	344
		16 364	16 622
<b>Capitaux propres</b>			
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	9	6 140	6 298
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	9	53	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	9	2 609	2 843
Actions privilégiées	9	589	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	10	707	511
Capitaux propres des commanditaires	11	3 628	3 956
		13 726	14 282
		30 090 \$	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**

	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires privilégiés	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale rachetables/échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
<b>NON AUDITÉ</b>													
<b>TRIMESTRES CLOS LES 30 JUIN</b>													
<b>(EN MILLIONS)</b>													
Solde au 31 mars 2018	(347) \$	(347) \$	4 615 \$	(8) \$	(23) \$	11 \$	3 901 \$	707 \$	600 \$	6 404 \$	57 \$	2 804 \$	14 473 \$
Résultat net	(1)	-	-	-	-	-	(1)	10	6	31	-	(1)	45
Autres éléments du résultat global	-	(186)	12	1	2	(2)	(173)	-	(10)	(149)	(3)	(125)	(460)
Achats pour annulation de parts de société en commandite (note 11)	(8)	-	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	-	(8)
Distributions ou dividendes déclarés	(88)	-	-	-	-	-	(88)	(10)	(7)	(181)	(11)	(64)	(361)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(6)	-	1	-	-	-	(5)	-	-	35	10	(5)	35
Variation au cours de la période	(101)	(186)	13	1	2	(2)	(273)	-	(11)	(264)	(4)	(195)	(747)
Solde au 30 juin 2018	(448) \$	(533) \$	4 628 \$	(7) \$	(21) \$	9 \$	3 628 \$	707 \$	589 \$	6 140 \$	53 \$	2 609 \$	13 726 \$
Solde au 31 mars 2017	(320) \$	(347) \$	4 109 \$	(7) \$	(28) \$	26 \$	3 433 \$	511 \$	581 \$	5 627 \$	55 \$	2 666 \$	12 873 \$
Résultat net	21	-	-	-	-	-	21	7	6	34	1	16	85
Autres éléments du résultat global	-	(63)	2	-	(1)	4	(58)	-	17	(164)	(1)	(44)	(250)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	-	11
Distributions ou dividendes déclarés	(78)	-	-	-	-	-	(78)	(7)	(6)	(161)	(8)	(61)	(321)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(4)	-	-	-	-	-	(4)	-	(1)	1	6	(2)	-
Variation au cours de la période	(59)	(63)	2	-	(1)	4	(117)	-	16	(279)	(2)	(91)	(473)
Solde au 30 juin 2017	(379) \$	(410) \$	4 111 \$	(7) \$	(29) \$	30 \$	3 316 \$	511 \$	597 \$	5 348 \$	53 \$	2 575 \$	12 400 \$

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

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

	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires privilégiés	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille rachetables/échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
<b>NON AUDITÉ</b>													
<b>SEMESTRES CLOS LES 30 JUIN</b>													
<b>(EN MILLIONS)</b>													
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	4	-	-	-	-	-	4	19	13	87	-	2	125
Autres éléments du résultat global	-	(155)	11	2	8	(6)	(140)	-	(26)	52	(2)	(100)	(216)
Parts de société en commandite privilégiées émises (note 10)	-	-	-	-	-	-	-	196	-	-	-	-	196
Achats pour annulation de parts de société en commandite (note 11)	(8)	-	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	-	(8)
Apports en capital (note 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	21
Distributions ou dividendes déclarés	(178)	-	-	-	-	-	(178)	(19)	(14)	(357)	(23)	(128)	(719)
Régime de réinvestissement des distributions	5	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	5
Divers	(12)	-	1	-	-	-	(11)	-	-	35	20	(8)	36
Variation au cours de la période	(189)	(155)	12	2	8	(6)	(328)	196	(27)	(158)	(5)	(234)	(556)
Solde au 30 juin 2018	(448) \$	(533) \$	4 628 \$	(7) \$	(21) \$	9 \$	3 628 \$	707 \$	589 \$	6 140 \$	53 \$	2 609 \$	13 726 \$
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	30	-	-	-	-	-	30	13	12	33	1	23	112
Autres éléments du résultat global	-	(6)	2	1	2	6	5	-	22	(21)	-	4	10
Parts de société en commandite privilégiées et parts de société en commandite émises	-	-	-	-	-	-	-	187	-	-	-	-	187
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49	-	-	49
Distributions ou dividendes déclarés	(157)	-	-	-	-	-	(157)	(13)	(12)	(296)	(17)	(123)	(618)
Régime de réinvestissement des distributions	5	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	5
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	-	-	5
Divers	-	-	(15)	-	-	-	(15)	-	(1)	(1)	14	(9)	(12)
Variation au cours de la période	(122)	(6)	(13)	1	2	6	(132)	187	21	(241)	(2)	(105)	(272)
Solde au 30 juin 2017	(379) \$	(410) \$	4 111 \$	(7) \$	(29) \$	30 \$	3 316 \$	511 \$	597 \$	5 348 \$	53 \$	2 575 \$	12 400 \$

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Notes	Trimestres clos les 30 juin 2018	Trimestres clos les 30 juin 2017	Semestres clos les 30 juin 2018	Semestres clos les 30 juin 2017
<b>Activités d'exploitation</b>					
Résultat net		45 \$	85 \$	125 \$	112 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :					
Amortissement des immobilisations corporelles	7	206	198	419	398
Perte latente sur les instruments financiers	4	33	6	25	26
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	(6)	(2)	(6)	1
Charge d'impôt différé	6	4	16	13	21
Autres éléments sans effet de trésorerie		9	(32)	24	(31)
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	12	3	14	3
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		(9)	(5)	12	(10)
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(31)	(27)	(63)	22
		263	242	563	542
<b>Activités de financement</b>					
Dette à long terme – emprunts	8	472	152	1 963	299
Dette à long terme – remboursements	8	(298)	(207)	(2 233)	(462)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	9	-	11	4	49
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	9	-	-	-	(5)
Émission de parts de société en commandite privilégiées	10	-	-	196	187
Rachat de parts de société en commandite	10	(8)	-	(8)	-
Distributions versées :					
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	9	(181)	(161)	(357)	(296)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(6)	(6)	(13)	(12)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	10	(10)	(6)	(18)	(11)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	9, 11	(161)	(145)	(321)	(289)
Emprunts auprès de parties liées	19	200	-	200	-
		8	(362)	(587)	(540)
<b>Activités d'investissement</b>					
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	7	(29)	(33)	(56)	(51)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	7	(13)	(40)	(38)	(89)
Produit de la cession d'actifs		-	-	-	150
(Placements dans des) cession de titres	4	(13)	-	25	-
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	(420)	(27)	(420)	(39)
Liquidités soumises à restrictions et autres		49	63	(29)	(22)
		(426)	(37)	(530)	(51)
Perte de change sur la trésorerie		(12)	(5)	(8)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie					
Diminution		(167)	(162)	(562)	(49)
Solde au début de la période		404	336	799	223
Solde à la fin de la période		237 \$	174 \$	237 \$	174 \$
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :					
Intérêts payés		185 \$	188 \$	315 \$	305 \$
Intérêts reçus		5 \$	9 \$	12 \$	17 \$
Impôts sur le résultat payés		10 \$	12 \$	23 \$	28 \$

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**

<sup>1)</sup> Mode de présentation et principales méthodes comptables	60
<sup>2)</sup> Acquisitions	69
<sup>3)</sup> Actifs détenus en vue de la vente	70
<sup>4)</sup> Gestion des risques et instruments financiers	71
<sup>5)</sup> Informations sectorielles	74

#### **RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION**

<sup>6)</sup> Impôts sur le résultat	80
--------------------------------------	----

#### **SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE**

<sup>7)</sup> Immobilisations corporelles à la juste valeur	80
<sup>8)</sup> Dette à long terme et facilités de crédit	81
<sup>9)</sup> Participations ne donnant pas le contrôle	83
<sup>10)</sup> Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	85
<sup>11)</sup> Capitaux propres des commanditaires	86
<sup>12)</sup> Goodwill	87
<sup>13)</sup> Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	87
<sup>14)</sup> Trésorerie et équivalents de trésorerie	88
<sup>15)</sup> Liquidités soumises à restrictions	88
<sup>16)</sup> Créances clients et autres actifs courants	88
<sup>17)</sup> Dettes fournisseurs et autres créditeurs	89
<sup>18)</sup> Engagements, éventualités et garanties	89

#### **DIVERS**

<sup>19)</sup> Transactions entre parties liées	91
<sup>20)</sup> Filiales faisant appel public à l'épargne	92

## 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 août 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\$ », « COP » et « ZAR » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, au peso colombien et au rand.

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 5 « 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 (« CAE ») 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 du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018 ont entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de respectivement 6 millions \$ et 17 millions \$ (respectivement 5 millions \$ et 8 millions \$ en 2017).

### **c) Normes comptables récemment adoptées**

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

Le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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, 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 (« AERG ») 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.

Les passifs financiers sont classés selon l'IFRS 9 de la même façon qu'ils l'étaient selon l'IAS 39.

Au 1<sup>er</sup> 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	
<b>Actifs financiers</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	JVRN	Coût amorti	799
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup>	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 <sup>1, 2</sup>	Disponibles à la vente	JVAERG	159
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés <sup>1, 3</sup>	JVRN	JVRN	20
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures <sup>1, 3</sup>	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
<b>Passifs financiers</b>			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	Autres passifs	Coût amorti	542
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés <sup>1, 3</sup>	JVRN	JVRN	145
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures <sup>1, 3</sup>	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
Dette à long terme et facilités de crédit <sup>1</sup>	Autres passifs	Coût amorti	11 766

<sup>1)</sup> Comprend les tranches courantes et non courantes.

<sup>2)</sup> 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.

<sup>3)</sup> 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 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<sup>er</sup> 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 sur marchandises associé aux flux de trésorerie de transactions prévues hautement probables (couvertures des flux de trésorerie);
- 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 4.

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 « Change et 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 <sup>er</sup> 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. L'évaluation initiale de la portée est terminée et une quantification préliminaire est en cours. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés et les contrôles internes à l'égard de l'information financière associés, y compris les systèmes informatiques par la société en commandite.

## 2. ACQUISITIONS

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 »).

En mars 2018, Énergie Brookfield a acquis BioTherm, pour une contrepartie totale de 71 millions \$. Ce montant a été versé en deux tranches et comprenait le dépôt susmentionné, qui se composait d'un paiement en espèces de 12 millions \$ et une contrepartie différée de 3 millions \$.

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

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 12)	27
Prix d'acquisition	71 \$

### 3. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

En juillet 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une convention dans le but de vendre ses participations majoritaires dans un portefeuille d'énergie éolienne et solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 178 MW (le « portefeuille d'Afrique du Sud ») pour une contrepartie totale de 2 031 millions ZAR (environ 166 millions \$, soit la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à environ 50 millions \$). La transaction est assujettie aux conditions de clôture, y compris l'approbation des organismes de réglementation et du prêteur. Énergie Brookfield détient une participation financière de 31 % et un droit de vote de 100 % dans le portefeuille d'Afrique du Sud. Le montant au prorata de la contrepartie attribuable aux partenaires institutionnels au moment de la clôture se rapproche de leur participation financière dans le portefeuille d'Afrique du Sud. Chaque entité de projet comprise dans le portefeuille d'Afrique du Sud se compose d'une participation financière additionnelle ne donnant pas le contrôle variant de 30 % à 49 %.

Au 30 juin 2018, les valeurs comptables des actifs et des passifs classés comme détenus en vue de la vente qui y sont directement rattachés étaient de respectivement 799 millions \$ et 563 millions \$. Ces valeurs comptables ont été présentées séparément dans l'état consolidé de la situation financière. Une réévaluation du portefeuille d'Afrique du Sud a été effectuée conformément à notre choix de méthode comptable d'appliquer le modèle de réévaluation. Le montant cumulatif comptabilisé dans les autres éléments du résultat global rattaché aux capitaux propres des commanditaires du portefeuille d'Afrique du Sud est de 13 millions \$.

Énergie Brookfield continue à consolider et à comptabiliser les produits, les charges et les flux de trésorerie rattachés à l'actif dans les comptes consolidés de résultat, dans les états consolidés du résultat global et dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie. Les actifs non courants classés comme détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

Les principaux actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente sont comme suit :

(EN MILLIONS)

Actifs	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18 \$
Liquidités soumises à restrictions	20
Créances clients et autres actifs courants	16
Immobilisations corporelles à la juste valeur	651
Goodwill	23
Autres actifs non courants	71
<b>Actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>799 \$</b>
Passifs	
Passifs courants	32 \$
Dette à long terme	378
Autres passifs non courants	153
<b>Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente</b>	<b>563 \$</b>

## **4. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **GESTION DES RISQUES**

Énergie Brookfield court divers risques financiers en raison de ses activités, y compris le risque de marché (c'est-à-dire le risque sur marchandises, le risque de taux d'intérêt et le risque de change), le risque de crédit et le risque de liquidité. Énergie Brookfield a recours principalement à des instruments financiers pour gérer ces risques.

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)	30 juin 2018			31 déc.	
	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	2017
<b>Actifs évalués à la juste valeur :</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	237 \$	- \$	- \$	237 \$	799 \$
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup>	223	-	-	223	284
Actifs liés à des instruments financiers <sup>2,3</sup>					
Contrats d'énergie dérivés	-	4	-	4	-
Swaps de taux d'intérêt	-	16	-	16	6
Swaps de change	-	72	-	72	20
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt <sup>2</sup>	61	64	-	125	159
Immobilisations corporelles	-	-	25 774	25 774	27 096
<b>Passifs évalués à la juste valeur :</b>					
Passifs liés à des instruments financiers <sup>3</sup>					
Contrats d'énergie dérivés	-	(10)	-	(10)	(19)
Swaps de taux d'intérêt	-	(134)	-	(134)	(155)
Swaps de change	-	(14)	-	(14)	(96)
Contrepartie éventuelle <sup>4</sup>	-	-	(17)	(17)	(18)
<b>Actifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	733	-	-	733	278
<b>Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Dette à long terme et facilités de crédit	-	(11 446)	-	(11 446)	(12 479)
<b>Total</b>	<b>1 254 \$</b>	<b>(11 448) \$</b>	<b>25 757 \$</b>	<b>15 563 \$</b>	<b>15 875 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent le montant courant et le montant non courant inclus dans les autres actifs non courants.

<sup>2)</sup> Les montants du niveau 2 comprennent les placements du Brookfield Infrastructure Debt Fund.

<sup>3)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

<sup>4)</sup> Comprennent les regroupements d'entreprises et l'extinction des obligations en 2021 et 2024.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours du semestre clos le 30 juin 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 net (passif)	Actif net (passif)
Contrats d'énergie dérivés	4 \$	10 \$	(6) \$	(19) \$
Swaps de taux d'intérêt	16	134	(118)	(149)
Swaps de change	72	14	58	(76)
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	125	-	125	159
<b>Total</b>	<b>217</b>	<b>158</b>	<b>59</b>	<b>(85)</b>
Moins : tranche courante	64	106	(42)	(112)
<b>Tranche non courante</b>	<b>153 \$</b>	<b>52 \$</b>	<b>101 \$</b>	<b>27 \$</b>

### 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 essentiellement de placements dans des titres cotés en Bourse qui sont comptabilisés à l'état de la situation financière à la juste valeur et de placements dans des titres d'emprunt qui font l'objet d'un test de dépréciation à chaque date de clôture.

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus au poste « Change et perte latente sur les instruments financiers » dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	(2) \$	2 \$	2 \$	- \$
Swaps de taux d'intérêt	15	(1)	20	(10)
Swaps de change – flux de trésorerie	62	(7)	46	(16)
Perte de change	(108)	-	(93)	-
	(33) \$	(6) \$	(25) \$	(26) \$

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus au poste « Autres éléments du résultat global » dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	(4) \$	9 \$	3 \$	22 \$
Swaps de taux d'intérêt	1	(1)	11	(1)
Swaps de change – investissement net	(3)	8	14	21
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	57	(37)	61	(45)
	(4)	8	(11)	11
	50 \$	(21) \$	64 \$	(13) \$

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	- \$	(7) \$	8 \$	(16) \$
Swaps de taux d'intérêt	3	(2)	6	8
	3 \$	(9) \$	14 \$	(8) \$

## 5. 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.

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. Le placement d'Énergie Brookfield 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. Le placement dans First Hydro a donné lieu à la création du secteur accumulation et divers, qui sera analysé collectivement avec les activités de cogénération et de biomasse. Une centrale d'accumulation par pompage en Amérique du Nord, auparavant comprise dans le secteur hydroélectricité, 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.

Les informations présentées au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont au prorata depuis le quatrième trimestre de 2017. 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 distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction 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 poste par poste, 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 le trimestre clos le 30 juin 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers								
Produits	228	63	53	54	12	10	3	30	20	-	473	(58)	320	735	
Autres produits	5	1	-	-	1	-	-	1	-	-	8	(2)	4	10	
Coûts d'exploitation directs	(68)	(20)	(22)	(16)	(6)	(2)	(1)	(6)	(10)	(6)	(157)	19	(109)	(247)	
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41	4	45	
BAIIA ajusté	165	44	31	38	7	8	2	25	10	(6)	324	-	219	-	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)	
Charge d'intérêts sur les emprunts	(40)	(5)	(10)	(14)	(3)	(2)	(1)	(9)	(3)	(23)	(110)	16	(84)	(178)	
Impôt exigible	(2)	(2)	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(5)	1	(3)	(7)	
Distributions attribuables aux éléments suivants :															
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)	-	-	(10)	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(4)	(21)	
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(128)	(128)	
Fonds provenant des activités	123	37	21	24	3	6	1	16	7	(66)	172	-	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(56)	(33)	(5)	(29)	(9)	(3)	(1)	(7)	(6)	-	(149)	17	(74)	(206)	
Change et perte latente sur les instruments financiers	(1)	(1)	4	3	6	(8)	(3)	(4)	-	5	1	(6)	(28)	(33)	
Charge d'impôt différé	(2)	1	(2)	1	1	-	-	1	-	4	4	(3)	(5)	(4)	
Divers	(8)	(2)	-	(5)	(3)	-	-	(4)	-	(8)	(30)	10	10	(10)	
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18)	-	(18)	
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97	97	
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	56	2	18	(6)	(2)	(5)	(3)	2	1	(65)	(2)	-	-	(2)	

<sup>1)</sup> La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 6 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 31 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.

<sup>2)</sup> 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 distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction 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 poste par poste, 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 le trimestre clos le 30 juin 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts						Accumulation et divers	Siège social	Total	Apport 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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil						
Produits	270	66	46	40	9	5	11	-	447	(11)	247	683
Autres produits	-	3	1	-	-	-	-	1	5	-	5	10
Coûts d'exploitation directs	(71)	(18)	(23)	(9)	(5)	(2)	(7)	(5)	(140)	4	(104)	(240)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7
BAIIA ajusté	199	51	24	31	4	3	4	(4)	312	-	148	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(43)	(4)	(10)	(11)	(2)	(1)	(5)	(22)	(98)	3	(61)	(156)
Impôt exigible	2	(2)	1	-	-	-	-	-	1	-	3	4
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(90)	(90)
Fonds provenant des activités	158	45	15	20	2	2	(1)	(60)	181	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(56)	(34)	(8)	(21)	(3)	(2)	(6)	-	(130)	3	(71)	(198)
Change et perte latente sur les instruments financiers	-	-	1	-	(6)	-	-	(7)	(12)	-	6	(6)
(Charge) recouvrement d'impôt différé	(11)	-	(4)	6	1	-	-	5	(3)	-	(13)	(16)
Divers	(9)	(5)	7	2	2	1	4	-	2	(1)	22	23
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56	56
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	82	6	11	7	(4)	1	(3)	(62)	38	-	-	38

<sup>1)</sup> La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 34 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.

<sup>2)</sup> 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 distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction 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 poste par poste, 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 le semestre clos le 30 juin 2018 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts											Apport 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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	489	132	106	108	29	18	5	48	37	-	972	(97)	653	1 528
Autres produits	5	2	1	1	1	-	-	3	-	1	14	(4)	9	19
Coûts d'exploitation directs	(138)	(39)	(45)	(30)	(12)	(5)	(2)	(10)	(18)	(12)	(311)	32	(224)	(503)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	12	81
BAIIA ajusté	356	95	62	79	18	13	3	41	19	(11)	675	-	450	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)	-	-	(42)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(84)	(12)	(20)	(28)	(6)	(4)	(2)	(15)	(7)	(48)	(226)	25	(157)	(358)
Impôt exigible	(3)	(5)	-	(1)	(1)	-	-	-	-	-	(10)	1	(5)	(14)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-	(19)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	-	-	(13)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26)	(10)	(36)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(278)	(278)
Fonds provenant des activités	269	78	42	50	11	9	1	26	12	(133)	365	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(113)	(71)	(10)	(55)	(17)	(7)	(2)	(13)	(12)	-	(300)	29	(148)	(419)
Change et perte latente sur les instruments financiers	1	(1)	1	3	5	(8)	(1)	(3)	(2)	13	8	(6)	(27)	(25)
Charge d'impôt différé	(6)	1	(3)	(5)	1	-	-	-	-	9	(3)	(1)	(9)	(13)
Divers	(18)	(4)	-	(5)	(3)	-	(2)	(10)	(9)	(13)	(64)	17	(7)	(54)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(39)	-	(39)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	191
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	133	3	30	(12)	(3)	(6)	(4)	-	(11)	(124)	6	-	-	6

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 6 millions \$ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 87 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.

<sup>2)</sup> 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 distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction 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 poste par poste, 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 le semestre clos le 30 juin 2017 :

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Attribuable aux porteurs de parts								Apport 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	525	118	93	79	24	9	24	-	872	(20)	508	1 360
Autres produits	-	6	2	-	-	-	-	1	9	-	9	18
Coûts d'exploitation directs	(132)	(31)	(47)	(17)	(9)	(3)	(17)	(11)	(267)	9	215	(473)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	11
BAIIA ajusté	393	93	48	62	15	6	7	(10)	614	-	302	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(37)	(37)	-	-	(37)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(88)	(10)	(22)	(21)	(6)	(2)	(8)	(43)	(200)	6	(125)	(319)
Impôt exigible	1	(5)	(1)	-	-	-	-	-	(5)	-	(7)	(12)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(13)	(13)	-	-	(13)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)	-	-	(12)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	(6)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(170)	(170)
Fonds provenant des activités	306	78	25	41	9	4	(1)	(115)	347	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(109)	(70)	(16)	(41)	(12)	(3)	(12)	-	(263)	6	(141)	(398)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(4)	(3)	1	1	(6)	-	-	(16)	(27)	1	-	(26)
Charge d'impôt différé	(18)	2	(6)	6	2	-	-	11	(3)	-	(18)	(21)
Divers	(10)	(5)	7	1	2	1	4	-	-	(1)	22	21
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137	137
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup>	165	2	11	8	(5)	2	(9)	(120)	54	-	-	54

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 1 million \$ 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 33 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.

<sup>2)</sup> 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.

## Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
États-Unis	245 \$	255 \$	495 \$	488 \$
Colombie	219	190	442	388
Canada	97	126	226	259
Brésil	106	91	209	167
Europe	24	21	68	58
Divers	44	-	88	-
	735 \$	683 \$	1 528 \$	1 360 \$

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

(MILLIONS)	30 juin	31 décembre
	2018	2017
États-Unis	11 311 \$	11 131 \$
Colombie	5 468	5 401
Canada	5 496	5 810
Brésil	2 916	3 479
Europe	1 379	1 332
Divers	327	664
	26 897 \$	27 817 \$

## 6. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour le semestre clos le 30 juin 2018, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 17,8 % (22,8 % 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.

## 7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Notes	Hydro-	Énergie	Énergie	Divers <sup>1</sup>	Total <sup>2</sup>
		électricité	éolienne	solaire		
Au 31 décembre 2017		22 399 \$	3 803 \$	575 \$	319 \$	27 096 \$
Ajouts aux actifs en construction		82	14	2	2	100
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	2	-	72	86	-	158
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente	3	-	(60)	(591)	-	(651)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Variation de la juste valeur	3	-	-	179	-	179
Change		(427)	(196)	(51)	(38)	(712)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Cessions et passation en charges des coûts d'exploitation		(22)	(3)	-	(10)	(35)
Amortissement des immobilisations corporelles		(269)	(121)	(17)	(12)	(419)
Divers		-	-	58	-	58
Au 30 juin 2018		21 763 \$	3 509 \$	241 \$	261 \$	25 774 \$

<sup>1)</sup> Comprend l'accumulation, la biomasse et la cogénération.

<sup>2)</sup> Comprend des immobilisations incorporelles de 12 millions \$ (13 millions \$ en 2017) et des actifs en construction de 492 millions \$ (601 millions \$ en 2017).

## 8. 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)	30 juin 2018				31 décembre 2017			
	Moyenne pondérée		Valeur comptable	Juste valeur estimée	Moyenne pondérée		Valeur comptable	Juste valeur estimée
	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)			Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)		
<b>Emprunts de la société mère</b>								
Série 3 (200 \$ CA)	5,3	0,4	152 \$	154 \$	5,3	0,8	159 \$	163 \$
Série 4 (150 \$ CA)	5,8	18,4	114	135	5,8	18,9	119	144
Série 7 (450 \$ CA)	5,1	2,3	342	361	5,1	2,8	358	382
Série 8 (400 \$ CA)	4,8	3,6	305	325	4,8	4,1	318	344
Série 9 (400 \$ CA)	3,8	6,9	305	303	3,8	7,4	318	321
Série 10 (500 \$ CA)	3,6	8,6	381	378	3,6	9,0	398	400
	4,5	5,9	1 599 \$	1 656 \$	4,5	6,4	1 670 \$	1 754 \$
<b>Facilités de crédit</b>	2,9	2,3	989 \$	989 \$	2,6	4,5	887 \$	887 \$
<b>Emprunts des filiales</b>								
Hydroélectricité	6,3	9,7	6 313 \$	6 550 \$	6,3	8,8	6 392 \$	6 813 \$
Énergie éolienne	4,7	11,2	1 894	1 980	5,8	9,7	2 211	2 343
Énergie solaire	6,0	7,8	170	170	11,1	7,6	643	643
Accumulation et divers	4,1	5,5	95	101	8,4	17,8	39	39
	5,9	10,0	8 472 \$	8 801 \$	6,5	9,0	9 285 \$	9 838 \$
<b>Total de la dette</b>			11 060	11 446			11 842	12 479
Ajouter : primes non amorties <sup>1)</sup>			1				1	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1)</sup>			(87)				(77)	
Déduire : tranche courante			(929)				(1 676)	
			10 045 \$				10 090 \$	

<sup>1)</sup> Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis 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 20 « 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 %.

Le 20 avril 2018, Énergie Brookfield a réalisé un 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.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, Énergie Brookfield a refinancé un emprunt bancaire à hauteur de 1 762 milliards COP (634 millions \$) associé à l'entreprise en Colombie. Le nouvel emprunt vient à échéance entre 2025 et 2030 à des taux fondés sur l'IBR majoré d'une fourchette de 2,97 % à 3,70 %.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs qui avaient contracté des financements liés à des projets et qui étaient en défaut de paiement avant l'acquisition. Le solde de capital totalisant 322 millions \$ vient à échéance en 2031. Au 30 juin 2018, les emprunts ne respectaient toujours pas certaines clauses restrictives en raison de d'enjeux existant avant l'acquisition de TerraForm Global, y compris avec les entrepreneurs dans le cadre des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le solde des emprunts rattachés au portefeuille d'Afrique du Sud a été classé comme détenu en vue de la vente. Au 30 juin 2018, le solde a été classé comme courant dans les états financiers consolidés intermédiaires selon les IFRS. Énergie Brookfield est en pourparlers avec tous les prêteurs pour remédier aux manquements et lever les restrictions relatives aux projets. Hormis les manquements susmentionnés, au 30 juin 2018, Énergie Brookfield avait 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)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Facilités de crédit autorisées contractées par la société <sup>1</sup>	2 100 \$	2 090 \$
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit contractées par la société <sup>1</sup>	(865)	(685)
Lettres de crédit émises	(77)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit contractées par la société	1 158	1 212

1) Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 124 millions \$ (202 millions \$ en 2017) emprunté sur une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.

## 9. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	6 140 \$	6 298 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	53	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 609	2 843
Actions privilégiées	589	616
	9 391 \$	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	Investis- seurs institution- nels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2017	850 \$	1 682 \$	1 852 \$	134 \$	1 701 \$	9 \$	70 \$	6 298 \$
Résultat net	3	(4)	11	11	66	-	1	87
Autres éléments du résultat global	(14)	(58)	29	-	37	-	58	52
Apports en capital	-	-	4	-	-	-	-	4
Acquisition	-	-	-	-	-	-	21	21
Distributions	(7)	(49)	(199)	(6)	(94)	-	(2)	(357)
Divers	-	1	(4)	-	-	-	38	35
Au 30 juin 2018	832 \$	1 572 \$	1 693 \$	139 \$	1 710 \$	9 \$	185 \$	6 140 \$
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.

Au 30 juin 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 et les semestres clos les 30 juin :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	2 \$	1 \$	3 \$	2 \$
Distributions incitatives	9	7	20	15
	11 \$	8 \$	23 \$	17 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	64 \$	61 \$	128 \$	123 \$
	75 \$	69 \$	151 \$	140 \$

## 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	Dividendes déclarés pour les semestres clos les 30 juin		30 juin 2018	31 déc. 2017
				2018	2017		
Série 1 (136 \$ CA)	5,45	3,36	Avril 2020	2 \$	2 \$	103 \$	108 \$
Série 2 (113 \$ CA) <sup>1)</sup>	4,51	3,63	Avril 2020	2	1	86	90
Série 3 (249 \$ CA)	9,96	4,40	Juillet 2019	4	4	189	197
Série 5 (103 \$ CA)	4,11	5,00	Avril 2018	2	2	78	82
Série 6 (175 \$ CA)	7,00	5,00	Juillet 2018	3	3	133	139
	31,03			13 \$	12 \$	589 \$	616 \$

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

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 juin 2018, 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 2018, 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 2019 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 des actions privilégiées de catégorie A. Les porteurs de parts peuvent obtenir une copie sans frais de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield.

## 10. 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 semestres clos les 30 juin		30 juin 2018	31 déc. 2017
				2018	2017		
Série 5 (72 \$ CA)	2,89	5,59	Avril 2018	2 \$	2 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)	7,00	5,50	Janvier 2021	4	4	128	128
Série 9 (200 \$ CA)	8,00	5,75	Juillet 2021	4	4	147	147
Série 11 (250 \$ CA)	10,00	5,00	Avril 2022	5	3	187	187
Série 13 (250 \$ CA)	10,00	5,00	Avril 2023	4	-	196	-
	37,89			19 \$	13 \$	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 %.

## 11. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

### *Capitaux propres des commanditaires*

Au 30 juin 2018, un total de 180 264 691 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 et du semestre clos le 30 juin 2018, 73 060 et 157 689 parts de société en commandite (58 408 et 156 605 parts de société en commandite en 2017) ont été émises respectivement dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions.

Au 30 juin 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 30 juin 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. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018, Énergie Brookfield a racheté respectivement 272 659 et 281 359 parts de société en commandite à un prix total de 8 millions \$.

### *Distributions*

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

(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Brookfield	27 \$	24 \$	55 \$	48 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes	61	54	123	109
	88 \$	78 \$	178 \$	157 \$

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.

## 12. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Notes	
Solde au 31 décembre 2017		901 \$
Acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises	2	27
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente	3	(23)
Change		13
Solde au 30 juin 2018		918 \$

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 essentiellement de cette différence est de 27 millions \$.

## 13. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

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

	Établissement principal	Participation (%)	Valeur comptable	
			30 juin 2018	31 déc. 2017
(EN MILLIONS)				
FHH (Guernsey) Limited	Europe	25	242 \$	245 \$
TerraForm Power Inc. <sup>1</sup>	États-Unis, Canada, Europe	30	620	212
Bear Swamp Power Co. L.L.C.	États-Unis	50	179	173
Galera Centrais Eletricas S.A.	Brésil	50	23	28
Pingston Power Inc.	Canada	50	54	57
Brookfield Infrastructure Fund II Investees	États-Unis, Europe	14-50	5	6
			1 123 \$	721 \$

<sup>1)</sup> La juste valeur de la participation en fonction du prix du marché des actions au 30 juin 2018 était de 733 millions \$ (278 millions \$ au 31 décembre 2017).

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

(EN MILLIONS)	Total
Au 31 décembre 2017	721 \$
Placement dans TerraForm Power <sup>1</sup>	420
Quote-part du résultat net	6
Quote-part du résultat global net	2
Dividendes déclarés	(14)
Écart de conversion et autres	(12)
Au 30 juin 2018	1 123 \$

<sup>1)</sup> Le 11 juin 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a acquis des actions additionnelles de TerraForm Power, ce qui fait passer la participation d'Énergie Brookfield de 16 % à 30 %.

#### 14. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Trésorerie	197 \$	790 \$
Dépôts à court terme	40	9
	237 \$	799 \$

#### 15. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Activités	156 \$	195 \$
Obligations liées au crédit	61	85
Projets de développement	6	4
Total	223	284
Moins : non courante	(44)	(103)
Courante	179 \$	181 \$

#### 16. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Créances clients	300 \$	360 \$
Autres créances à court terme	105	82
Charges payées d'avance et créances diverses	98	112
	503 \$	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.

## 17. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

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

(EN MILLIONS)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Charges d'exploitation à payer	221 \$	271 \$
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	84	64
Dettes fournisseurs	67	117
Contrepartie différée	30	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 <sup>1</sup>	31	29
Divers	21	26
	<b>454 \$</b>	<b>542 \$</b>

<sup>1)</sup> 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.

## 18. 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 un projet hydroélectrique au Brésil d'une puissance totale de 19 MW et à deux projets éoliens en Europe d'une puissance totale de 47 MW devrait s'élever à 48 millions \$. Les trois 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 8, « 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)	30 juin 2018	31 déc. 2017
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels	69 \$	76 \$
Filiales d'Énergie Brookfield	340	468
	409 \$	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.

## 19. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield sont comptabilisées à la valeur d'échange. Elles sont principalement effectuées avec Brookfield Asset Management.

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 30 juin 2018, la totalité du montant avait été prélevée. Brookfield Asset Management avait également déposé un total de 200 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield au cours du trimestre considéré, et le taux d'intérêt applicable au dépôt est fondé sur le LIBOR majoré de 0,7 %. La charge d'intérêts sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit et sur le dépôt pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 a totalisé respectivement 3 millions \$ et 5 millions \$ (néant et 1 million \$ en 2017). Après le 30 juin 2018, le dépôt de 200 millions \$ et le montant de 128 millions \$ emprunté sur la facilité de crédit renouvelable, plus l'intérêt couru, avaient été rendus et remboursés à Brookfield Asset Management.

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
<b>Produits</b>				
Conventions d'achat et conventions relatives aux produits	134 \$	176 \$	274 \$	326 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	3	2	4	3
	137 \$	178 \$	278 \$	329 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>				
Achats d'énergie	(3) \$	(2) \$	(5) \$	(5) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(12)	(12)
Services d'assurance	(7)	(5)	(13)	(10)
	(16) \$	(13) \$	(30) \$	(27) \$
Charge d'intérêts – emprunts	(3) \$	- \$	(5) \$	(1) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(21) \$	(42) \$	(37) \$

## 20. 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 <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille <sup>1, 2</sup>	Autres filiales <sup>1, 3</sup>	Ajustements de consolidation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 30 juin 2018 :							
Actifs courants	34 \$	404 \$	1 619 \$	510 \$	3 159 \$	(3 893) \$	1 833 \$
Actifs non courants	4 354	248	-	19 969	28 524	(24 838)	28 257
Passifs courants	42	7	172	3 745	2 286	(3 893)	2 359
Passifs non courants	-	-	1 442	467	12 745	(649)	14 005
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	6 140	-	6 140
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 609	-	-	2 609
Actions privilégiées	-	589	-	-	-	-	589
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

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

<sup>2)</sup> Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et Brookfield BRP Europe Holdings Limited, collectivement les « entités de portefeuille ».

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les Sociétés de portefeuille.

<sup>4)</sup> Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille <sup>1,2</sup>	Autres filiales <sup>1,3</sup>	Ajustements de consoli- dation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour le trimestre clos le 30 juin 2018 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	1 \$	734 \$	- \$	735 \$
Résultat net	9	3	-	19	227	(213)	45
Pour le trimestre clos le 30 juin 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	683 \$	- \$	683 \$
Résultat net	28	1	-	(52)	269	(161)	85
Pour le semestre clos le 30 juin 2018							
Produits	- \$	- \$	- \$	1 \$	1 527 \$	- \$	1 528 \$
Résultat net	23	7	-	10	439	(354)	125
Pour le semestre clos le 30 juin 2017 :							
Produits	- \$	- \$	- \$	- \$	1 360 \$	- \$	1 360 \$
Résultat net	43	1	-	(89)	370	(213)	112

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

<sup>2)</sup> Comprennent les entités de portefeuille.

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les Sociétés de portefeuille.

<sup>4)</sup> Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 8, « 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 9, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

## 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](http://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 : BRF.PR.A (actions privilégiées, série 1)  
TSX : BRF.PR.B (actions privilégiées, série 2)  
TSX : BRF.PR.C (actions privilégiées, série 3)  
TSX : BRF.PR.E (actions privilégiées, série 5)  
TSX : BRF.PR.F (actions privilégiées, série 6)

### Information pour les investisseurs

Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse <https://bep.brookfield.com>. Vous pouvez également consulter 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](http://www.sec.gov), et par l'intermédiaire de SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://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](mailto:enquiries@brookfieldrenewable.com).

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

[bep.brookfield.com](http://bep.brookfield.com)

NYSE : BEP  
TSX : BEP.UN