

Brookfield Renewable



Partners L.P.

RAPPORT DE GESTION
DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Rapport de gestion

Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2019

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 a été préparé en date du 11 novembre 2019. 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 pour que leur présentation soit conforme à celle 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 Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>), ainsi que sur le site Web de la SEC (www.sec.gov/edgar.shtml), et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

Partie 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2019	3	Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	22
		Structure du capital et liquidités disponibles	22
Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	6	Emprunts	24
		Tableaux consolidés des flux de trésorerie	25
Partie 3 – Informations financières consolidées supplémentaires		Actions et parts en circulation	27
Résumé des états consolidés de la situation financière	8	Dividendes et distributions	28
Transactions entre parties liées	9	Obligations contractuelles	28
Capitaux propres	10	Accords hors état de la situation financière	28
Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata	10	Partie 6 – Principales informations trimestrielles	29
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre	12	Sommaire des résultats trimestriels historiques	29
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	18	Résultats au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre	30
Profil des contrats	20	Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	31
			18
		Partie 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	34
		Partie 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	37
		Partie 9 – Mise en garde	41

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Information sur l'exploitation				
Puissance (MW)	18 042	17 392	18 042	17 392
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	12 332	12 113	40 077	38 486
Production réelle	11 089	11 609	40 095	37 611
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	5 821	5 956	19 628	19 242
Production réelle	5 213	5 552	20 061	18 701
Produits moyens (\$ par MWh)	82	79	77	76
Informations financières choisies¹				
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(53) \$	(55) \$	7 \$	(49) \$
Résultat de base par part de société en commandite	(0,17)	(0,18)	0,02	(0,16)
BAIIA ajusté consolidé ²	507	494	1 789	1 619
BAIIA ajusté au prorata ²	301	277	1 096	952
Fonds provenant des activités ²	133	105	590	470
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	0,43	0,33	1,90	1,50
Distribution par part de société en commandite	0,52	0,49	1,55	1,47

¹ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi respectivement à 311,2 millions et 311,2 millions (312,6 millions et 312,7 millions en 2018).

² Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles ¹	2 470 \$	1 974 \$
Ratio d'endettement – entreprise	17 %	15 %
Ratio d'endettement – sur une base consolidée	34 %	32 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata	76 %	75 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata ^{2, 3}	5 %	7 %
Billets à moyen terme ¹		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	7 ans
Taux d'intérêt moyen	4,1 %	4,4 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette ³	10 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen ³	5,2 %	5,4 %

¹ Les liquidités disponibles et les billets à moyen terme sont ajustés pour tenir compte du remboursement d'un montant en capital de 340 millions \$ de billets à moyen terme de série 7 (450 \$ CA) effectué le 15 octobre 2019.

² Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 6 % (7 % en 2018) contractées dans certaines régions autres que l'Amérique du Nord et l'Europe en raison des coûts connexes élevés qu'entraîne la couverture dans ces régions.

³ Comprennent les emprunts sans recours contractés après le 30 septembre 2019. Au 30 septembre 2019, la durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette était de 9 ans et le taux d'intérêt moyen, de 5,3 %.

Exploitation

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part ont augmenté pour s'établir respectivement à 133 millions \$ et 0,43 \$, une augmentation de respectivement 27 % et 30 % en regard de ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, soutenue par :

- les prix réalisés plus élevés principalement en Colombie et au Canada, grâce à nos initiatives commerciales et de renégociation de contrats;
- la croissance du secteur énergie éolienne attribuable à l'acquisition d'un portefeuille éolien en Inde d'une puissance de 210 MW et à la mise en service en Europe d'un nouvel actif éolien d'une puissance de 51 MW;
- la réalisation des initiatives de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise;
- le tout en partie contrebalancé par la diminution de la production de nos centrales hydroélectriques surtout au Canada (10 % inférieure à la moyenne à long terme et 5 % inférieure à la production comparable de la période correspondante de l'exercice précédent).

Déduction faite de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, la perte nette attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 s'est élevée à 53 millions \$, ou 0,17 \$ par part de société en commandite, par rapport à 55 millions \$, ou 0,18 \$ par part de société en commandite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Nous continuons de nous concentrer sur le profil des contrats et avons réalisé ce qui suit :

- En Colombie, nous avons conclu des contrats visant environ 2 287 GWh par année, y compris des contrats individuels d'une durée d'au plus dix ans.
- Au Brésil, nous avons conclu sept nouveaux contrats visant à livrer environ 139 GWh par année jusqu'en 2026.

Situation de trésorerie et sources de financement

Notre flexibilité financière a été accrue.

- Nous avons des liquidités disponibles de 2,5 milliards \$;
- Nous avons tiré parti du contexte de faibles taux d'intérêt tout en répartissant les échéances de la dette, et nous avons accédé à diverses sources de capital pour réaliser des financements d'un montant de 2,3 milliards \$ et des initiatives de recyclage des capitaux d'un montant de 210 millions \$.
 - Au cours du trimestre, nous avons obtenu un montant de 1,1 milliard \$ provenant de financements sans recours, ce qui nous a permis de réduire les coûts d'emprunt moyens pondérés.
 - Nous avons réalisé la plus importante émission d'obligations vertes effectuée par une société au Canada, soit une tranche de 300 millions \$ CA venant à échéance en janvier 2030 et une tranche de 300 millions \$ CA venant à échéance en novembre 2049, afin de conclure le refinancement anticipé de notre émission d'obligations vertes de 2020 de 450 millions \$ CA, portant ainsi la durée de la dette à 10 ans.
 - Nous avons conclu la vente d'une centrale solaire en Afrique du Sud qui a dégagé un produit de 27 millions \$ (participation nette de 9 millions \$ revenant à Énergie Brookfield).
 - Après la clôture du trimestre, nous avons conclu la vente d'un portefeuille éolien en Irlande du Nord et d'un portefeuille éolien au Portugal, pour un produit total de 186 millions \$ (participation nette de 74 millions \$ revenant à Énergie Brookfield).
 - Après la clôture du trimestre, TerraForm Power a conclu une émission d'actions ordinaires de catégorie A d'un montant de 250 millions \$ en même temps qu'un placement privé de 50 millions \$ avec Énergie Brookfield et a émis des billets de premier rang d'un montant de 700 millions \$ afin de refinancer la dette venant à échéance, de réduire la charge et de prolonger la durée de son portefeuille de titres de créance.

Après la clôture du trimestre, nous avons annoncé notre intention de former une société canadienne (« BEPC ») dont les actions négociées en Bourse devraient être équivalentes sur le plan économique aux parts de société en commandite d'Énergie Brookfield.

Croissance et développement

TerraForm Power a conclu l'acquisition précédemment annoncée d'une importante société de production décentralisée d'énergie située aux États-Unis constituée d'actifs récemment construits d'une puissance totale de 322 MW entièrement sous contrat soutenus par des conventions d'achat d'électricité d'une durée résiduelle moyenne de 17 ans conclues avec des acheteurs solvables.

Nous avons conclu en Chine, de concert avec nos partenaires institutionnels, l'acquisition d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de 200 MW pour une contrepartie totale de 160 millions \$.

Nous avons terminé la mise en service en Chine d'un actif d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance de 8 MW.

Nous avons continué à faire évoluer notre portefeuille de projets de développement :

- Nous avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance totale de 151 MW. La mise en service de ces projets devrait survenir entre 2019 et 2021, et ces projets devraient apporter un montant net de 11 millions \$ aux fonds provenant des activités annualisés d'Énergie Brookfield.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits	642 \$	674 \$	2 254 \$	2 202 \$
Coûts d'exploitation directs.....	(239)	(257)	(745)	(760)
Coûts de service de gestion	(29)	(22)	(73)	(64)
Charge d'intérêts sur les emprunts.....	(164)	(176)	(515)	(534)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	6	33	12
Change et perte latente sur les instruments financiers	(10)	(10)	(40)	(35)
Charge d'amortissement.....	(200)	(192)	(600)	(611)
Recouvrement (charge) d'impôt.....	13	5	(60)	(22)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(53) \$	(55) \$	7 \$	(49) \$
Taux de change moyen de conversion en \$ US				
\$ CA	1,32	1,31	1,33	1,29
€.....	0,90	0,86	0,89	0,84
R\$.....	3,97	3,96	3,89	3,60
£.....	0,81	0,77	0,79	0,74
COP.....	3 339	2 959	3 239	2 886

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 30 septembre 2019

Les produits se sont élevés à 642 millions \$, ce qui représente une diminution de 32 millions \$ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les avantages tirés de la croissance de notre portefeuille, grâce à nos investissements récents et aux dernières mises en service de centrales, et les clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, nos initiatives commerciales en matière d'établissement de contrats et la hausse des prix du marché en Colombie ont été contrebalancés en partie par l'effet de change découlant du raffermissement du dollar américain par rapport au peso colombien, ce qui a donné lieu à une augmentation nette des produits de 1 million \$. La production sur une base comparable a reculé de 709 GWh, ou 6 %, en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout des conditions hydrologiques inférieures à la moyenne au Canada, ce qui a entraîné une diminution des produits de 19 millions \$ tandis que les ventes d'actifs réalisées se traduisaient par une diminution des produits de 14 millions \$.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 239 millions \$ représentent une diminution de 18 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des initiatives de réduction des coûts réalisées au sein de nos activités et de l'effet de change mentionné ci-dessus.

La charge d'intérêts sur les emprunts s'élevant à 164 millions \$ représente une diminution de 12 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable aux avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens et les emprunts de la société mère, et à l'effet de change favorable mentionné ci-dessus.

La quote-part de 1 million \$ des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence représente une baisse de 5 millions \$ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable aux produits supérieurs découlant de notre participation accrue dans TerraFrom Power qui a été plus que neutralisée par les pertes de couverture latentes.

Les coûts de service de gestion totalisant 29 millions \$ représentent une augmentation de 7 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est chiffrée à 53 millions \$, soit une diminution de 2 millions \$ attribuable aux produits inférieurs qui ont été plus que contrebalancés par la réduction des coûts d'exploitation et des coûts d'emprunt.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019

Les produits totalisant 2 254 millions \$ représentent une augmentation de 52 millions \$ en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent. Les produits comparables ont augmenté de 153 millions \$, sous l'effet surtout des prix réalisés moyens plus élevés qui ont ajouté 88 millions \$ aux produits, attribuables aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux initiatives commerciales en matière d'établissement de contrats et à la hausse des prix du marché sur nos volumes non visés par contrat en Colombie. Nous avons tiré parti d'une augmentation de 7 % de la production du fait essentiellement de conditions hydrologiques supérieures à la moyenne en Amérique du Nord au cours du premier semestre de l'exercice qui ont ajouté 65 millions \$ aux produits par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. L'ajout de 34 millions \$ aux produits, soit 441 GWh à la production, provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été contrebalancé en partie par la diminution des produits de 20 millions \$ attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement. Les variations de change ont eu une incidence négative de 115 millions \$ sur les produits étant donné le raffermissement du dollar américain.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 745 millions \$ représentent une diminution de 15 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la réduction des coûts réalisée au sein de nos activités au cours de l'exercice et de l'effet de change mentionné ci-dessus. Cette réduction a été partiellement contrebalancée par les coûts d'exploitation des centrales mises en service et acquises récemment ainsi que par le moment où certaines activités d'entretien ont été mises en œuvre en Amérique du Nord, au Brésil et en Europe.

La charge d'intérêts sur les emprunts s'élevant à 515 millions \$ représente une diminution de 19 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable aux avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens et les emprunts de la société mère, et à l'effet de change mentionné ci-dessus.

La quote-part de 33 millions \$ des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence représente une hausse de 21 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent soutenue par notre participation accrue dans TerraForm Power.

Les coûts de service de gestion totalisant 73 millions \$ représentent une augmentation de 9 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'impôt exigible de 60 millions \$ représente une augmentation de 38 millions \$ qui a été entraînée par la hausse du bénéfice imposable, tout particulièrement en Colombie, par rapport à celui de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable au solide rendement de l'entreprise.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 7 millions \$, ce qui représente une augmentation de 56 millions \$ par rapport à celui pour la période correspondante de l'exercice précédent principalement attribuable à l'augmentation des produits mentionnée ci-dessus.

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 septembre 2019	31 décembre 2018
Actifs détenus en vue de la vente.....	782 \$	920 \$
Actifs courants	1 942	1 961
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 536	1 569
Immobilisations corporelles.....	28 350	29 025
Total de l'actif.....	33 435	34 103
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	385	533
Emprunts de la société	2 119	2 334
Emprunts sans recours	8 506	8 390
Passifs d'impôt différé	4 096	4 140
Total du passif et des capitaux propres	33 435 \$	34 103 \$

Notre bilan demeure solide et reflète bien la stabilité de nos activités et notre croissance soutenue.

Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente se chiffraient à 782 millions \$ au 30 septembre 2019 par rapport à 920 millions \$ au 31 décembre 2018. La diminution de 138 millions \$ s'explique par la vente de la vaste majorité des actifs du portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud, compensée par le reclassement de six centrales éoliennes en exploitation en Europe (191 MW) comme des actifs détenus en vue de la vente.

Au 30 septembre 2019, Énergie Brookfield avait présenté comme actifs détenus en vue de la vente sept centrales solaires en Asie et en Afrique du Sud (91 MW), et six centrales éoliennes en Europe (191 MW). La vente de six centrales éoliennes en Europe a été conclue après la clôture du trimestre.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 28,4 milliards \$ au 30 septembre 2019, contre 29,0 milliards \$ au 31 décembre 2018. La diminution de 675 millions \$ a été en partie attribuable au transfert d'un montant de 345 millions \$ dans les actifs détenus en vue de la vente se rapportant à la vente de six centrales éoliennes en exploitation en Europe qui a été conclue après la clôture du trimestre et à la comptabilisation d'un écart de conversion de 543 millions \$ en raison du raffermissement du dollar américain. La diminution est également imputable à la charge d'amortissement des immobilisations corporelles de 600 millions \$ pour la période. Les diminutions mentionnées ci-dessus ont été en partie compensées par l'acquisition d'un actif éolien en exploitation en Asie d'une puissance de 410 MW, qui a eu pour effet d'augmenter de 550 millions \$ les immobilisations corporelles, et par des ajouts inscrits à l'actif de 118 millions \$ attribuables surtout aux dépenses d'investissement de maintien relativement aux actifs hydroélectriques ainsi qu'aux projets en cours de construction au Brésil. À l'adoption d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019, nous avons inscrit à l'actif des contrats de location de 145 millions \$.

Emprunts de la société mère

Les emprunts de la société mère se chiffraient à 2,1 milliards \$ au 30 septembre 2019, contre 2,3 milliards \$ au 31 décembre 2018. La diminution s'explique surtout par la baisse d'un montant net de 709 millions \$ des remboursements sur les facilités de crédit. Cette diminution a été en partie contrebalancée par la plus importante émission d'obligations vertes effectuée par une société au Canada, sous forme de billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$) et de billets à moyen terme de série 13 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$). Après la clôture du trimestre, nous avons remboursé les billets à moyen terme de série 7, portant la durée moyenne de la dette jusqu'à l'échéance à 10 ans et réduisant le taux d'intérêt moyen à 4,1 %.

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 ou garantit des prix fixes 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 a bénéficié également au cours du trimestre d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui a réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines centrales et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie. La convention de nivellement de la production éolienne est venue à échéance en février 2019.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu une transaction visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield. Pour de plus amples renseignements sur l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie, se reporter à la note 27, « Transactions entre parties liées », de nos états financiers consolidés annuels audités de 2018.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 27, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités de 2018.

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, à Brookfield Infrastructure Fund III et à Brookfield Infrastructure Fund IV, 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, Brookfield Infrastructure Fund IV 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.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2019, le taux d'intérêt applicable aux emprunts correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 2 %. Au cours de l'exercice, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée et consentie par Brookfield Asset Management. Brookfield Asset Management a placé des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield totalisant 600 millions \$ en 2019, lesquels ont été remboursés en totalité avant le 30 septembre 2019, y compris les intérêts courus. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, la charge d'intérêts sur les dépôts a totalisé respectivement 2 millions \$ et 5 millions \$ (2 millions \$ et 7 millions \$ en 2018).

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat intermédiaires non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	101 \$	101 \$	469 \$	375 \$
Convention de nivellement de la production éolienne....	—	2	1	6
	101 \$	103 \$	470 \$	381 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(3) \$	(3) \$	(8) \$	(8) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(18)	(18)
Services d'assurance ¹	(6)	(6)	(20)	(19)
	(15) \$	(15) \$	(46) \$	(45) \$
Charge d'intérêts sur les emprunts	(2) \$	(2) \$	(5) \$	(7) \$
Coûts de service de gestion	(29) \$	(22) \$	(73) \$	(64) \$

¹⁾ Les honoraires liés aux services d'assurance sont versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle conclut des contrats avec des assureurs externes au nom d'Énergie Brookfield. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 s'établissaient à moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions 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 12 millions \$ et 37 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 (10 millions \$ et 30 millions \$ en 2018).

Parts de société en commandite privilégiées

Au cours du premier trimestre de 2019, Énergie Brookfield a émis 7 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 15 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 15 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 175 millions \$ CA (131 millions \$). Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2024. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté 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 3,94 %, et ii) 5,75 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 auront le droit, à leur gré, d'échanger leurs parts de société en commandite privilégiées de série 15 contre des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 16 (les « parts privilégiées de série 16 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2024 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 16 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à trois mois, majoré de 3,94 %.

Les parts privilégiées des capitaux propres des commanditaires ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 septembre 2019, aucune des parts privilégiées des capitaux propres des commanditaires n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

En juillet 2019, Énergie Brookfield a annoncé que la Bourse de Toronto avait accepté un avis lui signifiant son intention de faire une offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A en circulation. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries des parts privilégiées de catégorie A. Énergie Brookfield a reçu l'autorisation de commencer les rachats le 9 juillet 2019 et d'y mettre fin le 8 juillet 2020, ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date.

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.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, Énergie Brookfield a émis respectivement 38 997 et 144 245 parts de société en commandite (63 653 et 221 342 parts de société en commandite en 2018) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de respectivement 2 millions \$ et 5 millions \$ (2 millions \$ et 7 millions \$ en 2018).

En décembre 2018, 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 la gestion du capital, jusqu'à 8,9 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 30 décembre 2019, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait conclure le rachat du nombre de parts voulu avant cette date. Aucune part de société en commandite n'a été rachetée au cours des trimestres clos les 30 septembre 2019 et 2018. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, Énergie Brookfield a racheté puis annulé 20 000 parts de société en commandite, pour un coût total de 1 million \$ (281 359 parts de société en commandite en 2018, 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 TRIMESTRES CLOS LES 30 SEPTEMBRE

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	2 277	2 526	2 443	2 654	161 \$	166 \$	95 \$	99 \$	55 \$	53 \$	— \$	(3) \$
Brésil	734	791	1 009	996	50	53	53	38	46	31	22	2
Colombie	721	742	853	859	56	54	34	29	24	20	19	11
	3 732	4 059	4 305	4 509	267	273	182	166	125	104	41	10
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	579	597	713	723	46	50	32	30	15	14	(26)	(27)
Europe	185	141	198	208	21	17	15	9	9	2	(7)	(9)
Brésil	201	211	215	215	11	15	9	13	7	11	(3)	5
Asie	93	48	97	41	8	4	7	3	5	2	1	1
	1 058	997	1 223	1 187	86	86	63	55	36	29	(35)	(30)
Énergie solaire	279	279	293	260	56	58	49	46	36	31	10	19
Accumulation et divers	144	217	—	—	21	25	9	14	6	11	(1)	5
Siège social	—	—	—	—	—	—	(2)	(4)	(70)	(70)	(68)	(59)
Totale	5 213	5 552	5 821	5 956	430 \$	442 \$	301 \$	277 \$	133 \$	105 \$	(53) \$	(55) \$

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 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i>	4 305	4 509
<i>Production (GWh) – réelle</i>	3 732	4 059
Produits	267 \$	273 \$
Autres produits	19	2
Coûts d'exploitation directs.....	(104)	(109)
BAIIA ajusté.....	182	166
Charge d'intérêts	(52)	(58)
Charge d'impôt exigible	(5)	(4)
Fonds provenant des activités.....	125 \$	104 \$
Charge d'amortissement	(84)	(93)
Impôt différé et autres.....	—	(1)
Résultat net.....	41 \$	10 \$

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

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	1 464	1 477	75 \$	70 \$	55 \$	51 \$	28 \$	21 \$	(19) \$	(14) \$
Canada.....	813	1 049	63	59	40	48	27	32	19	11
	2 277	2 526	71	66	95	99	55	53	—	(3)
Brésil	734	791	68	67	53	38	46	31	22	2
Colombie.....	721	742	78	73	34	29	24	20	19	11
Total	3 732	4 059	72 \$	67 \$	182 \$	166 \$	125 \$	104 \$	41 \$	10 \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 55 millions \$, comparativement à 53 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des produits réalisés moyens par MWh en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et de la combinaison des sources de production d'énergie ont plus que compensé la production comparable qui était de 4 % inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des conditions hydrologiques inférieures à la moyenne de nos centrales au Canada. Les fonds provenant des activités ont aussi été touchés par la vente partielle de certains de nos actifs canadiens à hauteur de 5 millions \$ et 76 GWh.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 3 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.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 46 millions \$, contre 31 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du trimestre considéré, nous avons pu compter sur une décision qui a attesté

la production historique de nos centrales, ce qui s'est traduit par un apport de 14 millions \$ aux fonds provenant des activités. Les centrales mises en service récemment ont ajouté respectivement 1 million \$ et 9 GWh aux fonds provenant des activités et à la production. Les fonds provenant des activités comparables ont été conformes à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 20 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, résultat mené surtout par l'augmentation mentionnée ci-dessus des fonds provenant des activités.

Colombie

Les fonds provenant de nos activités en Colombie se sont fixés à 24 millions \$, en regard de 20 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que nous avons tiré profit de nos initiatives de réduction des coûts et d'une augmentation des produits moyens par MWh réalisés grâce à la hausse des produits tirés des services auxiliaires, aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux initiatives de renégociation de contrats et aux prix avantageux du marché réalisés sur les volumes non visés par contrat. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par une diminution de la production alors que nous stockions l'eau dans nos réservoirs en prévision des prix plus élevés pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 8 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent surtout en raison de la hausse 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 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i>	1 223	1 187
<i>Production (GWh) – réelle</i>	1 058	997
Produits.....	86 \$	86 \$
Autres produits.....	2	—
Coûts d'exploitation directs	(25)	(31)
BAIIA ajusté.....	63	55
Charge d'intérêts	(26)	(25)
Charge d'impôt exigible	(1)	(1)
Fonds provenant des activités	36 \$	29 \$
Charge d'amortissement.....	(54)	(50)
Impôt différé et autres	(17)	(9)
Résultat net.....	(35) \$	(30) \$

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 septembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	404	421	77 \$	83 \$	21 \$	19 \$	9 \$	8 \$	(11) \$	(13) \$
Canada.....	175	176	87	85	11	11	6	6	(15)	(14)
	579	597	80	84	32	30	15	14	(26)	(27)
Europe	185	141	111	121	15	9	9	2	(7)	(9)
Brésil	201	211	55	71	9	13	7	11	(3)	5
Asie	93	48	85	62	7	3	5	2	1	1
Total	1 058	997	81 \$	85 \$	63 \$	55 \$	36 \$	29 \$	(35) \$	(30) \$

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 15 millions \$, comparativement à 14 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les initiatives de réduction des coûts d'exploitation dans certaines centrales éoliennes aux États-Unis, qui ont été en partie neutralisées par une production inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ont avantagé notre portefeuille.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts était de 26 millions \$ par rapport à 27 millions \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Europe

Les fonds provenant de nos activités en Europe se sont fixés à 9 millions \$, comparativement à 2 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille par suite de la mise en service d'un nouvel actif éolien d'une capacité de 51 MW s'est traduite par une augmentation des fonds provenant des activités de 1 million \$ et de la production de 8 GWh. Les fonds provenant des activités comparables ont augmenté de 6 millions \$ principalement du fait des ressources plus favorables, des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, de la hausse des prix du marché de nos actifs réglementés et de la réduction des coûts d'intérêts en raison de l'optimisation de la structure du capital.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 7 millions \$, par rapport à 9 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus qui a été contrebalancée principalement par une hausse des pertes de couverture latentes.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont fixés à 7 millions \$, comparativement à 11 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la production inférieure à la moyenne et des prix réalisés moyens à la baisse étant donné une initiative commerciale sur laquelle le trimestre correspondant de l'exercice précédent a pu compter.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 8 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Asie

Les fonds provenant des activités de nos activités en Asie se sont fixés à 5 millions \$, contre 2 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'apport découlant de la croissance découlant de l'acquisition d'une centrale éolienne en Inde de 210 MW, qui s'est traduite par un ajout de 3 millions \$ aux fonds provenant des activités et

de 97 GWh à la production. Sur une base comparable, le rendement de nos actifs demeure conforme aux objectifs et au rendement du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 1 million \$, conforme à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été neutralisée principalement par la hausse de la charge d'amortissement découlant de notre croissance.

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 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – MLT</i>	293	260
<i>Production (GWh) – réelle</i>	279	279
Produits.....	56 \$	58 \$
Autres produits.....	3	1
Coûts d'exploitation directs	(10)	(13)
BAIIA ajusté.....	49	46
Charge d'intérêts	(13)	(15)
Charge d'impôt exigible	—	—
Fonds provenant des activités	36 \$	31 \$
Charge d'amortissement.....	(13)	(11)
Impôt différé et autres	(13)	(1)
Résultat net.....	10 \$	19 \$

Les fonds provenant de nos activités de production d'énergie solaire se sont fixés à 36 millions \$, en regard de 31 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille. Cette augmentation est conforme à nos attentes pour ce secteur.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts des activités de production d'énergie solaire s'est chiffré à 10 millions \$, par rapport à 19 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus qui a été plus que neutralisée par les pertes de couverture latentes.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur accumulation et divers pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
<i>Production (GWh) – réelle</i>	144	217
Produits.....	21 \$	25 \$
Autres produits.....	—	—
Coûts d'exploitation directs	(12)	(11)
BAIIA ajusté.....	9	14
Charge d'intérêts	(3)	(3)
Divers	—	—
Fonds provenant des activités	6 \$	11 \$
Charge d'amortissement.....	(6)	(5)
Impôt différé et autres	(1)	(1)
Résultat net.....	(1) \$	5 \$

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation et autres installations se sont fixés à 6 millions \$, contre 11 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de la diminution des prix de la capacité réalisés dans le Nord-Est des États-Unis et de la baisse de la production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 1 million \$, en regard d'un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 5 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Autres produits.....	4 \$	1 \$
Coûts d'exploitation directs	(6)	(5)
BAIIA ajusté.....	(2)	(4)
Coûts de service de gestion.....	(29)	(22)
Charge d'intérêts	(21)	(27)
Distributions sur les actions et parts de société en commandite privilégiées	(18)	(17)
Fonds provenant des activités	(70) \$	(70) \$
Impôt différé et autres	2	12
Perte nette.....	(68) \$	(58) \$

Les coûts de service de gestion totalisant 29 millions \$ représentent une augmentation de 7 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

Les distributions attribuables aux actions et aux parts de société en commandite privilégiées ont augmenté de 1 million \$ 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 175 millions \$ CA (131 millions \$) qui a été réalisée au premier trimestre de 2019.

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 attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 :

(EN MILLIONS)	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	Selon les IFRS¹	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits.....	161	50	56	46	21	11	8	56	21	—	430	(97)	309	642
Autres produits.....	2	17	—	—	2	—	—	3	—	4	28	(5)	2	25
Coûts d'exploitation directs.....	(68)	(14)	(22)	(14)	(8)	(2)	(1)	(10)	(12)	(6)	(157)	26	(108)	(239)
Quote-part du BAIHA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	76	3	79
BAIHA ajusté.....	95	53	34	32	15	9	7	49	9	(2)	301	—	206	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(29)	(29)	—	—	(29)
Charge d'intérêts sur les emprunts.....	(39)	(4)	(9)	(16)	(6)	(2)	(2)	(13)	(3)	(21)	(115)	28	(77)	(164)
Charge d'impôt exigible.....	(1)	(3)	(1)	(1)	—	—	—	—	—	—	(6)	3	(7)	(10)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	(12)	—	—	(12)
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.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(31)	2	(29)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(124)	(124)
Fonds provenant des activités.....	55	46	24	15	9	7	5	36	6	(70)	133	—	—	
Charge d'amortissement.....	(57)	(22)	(5)	(38)	(11)	(4)	(1)	(13)	(6)	(1)	(158)	35	(77)	(200)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers.....	(3)	(2)	2	3	(10)	(2)	—	(4)	(1)	3	(14)	8	(4)	(10)
Recouvrement (charge) d'impôt différé.....	25	1	(1)	(4)	2	—	—	(1)	—	4	26	1	(4)	23
Divers.....	(20)	(1)	(1)	(2)	3	(4)	(3)	(8)	—	(4)	(40)	5	(3)	(38)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(49)	—	(49)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	88	88
Résultat net attribuable aux porteurs de parts².....	—	22	19	(26)	(7)	(3)	1	10	(1)	(68)	(53)	—	—	(53)

¹⁾ 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 de 36 millions \$ attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités, et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 :

(EN MILLIONS)	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	Selon les IFRS ¹	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits	166	53	54	50	17	15	4	58	25	—	442	(100)	332	674
Autres produits	1	1	—	—	—	—	—	1	—	1	4	(1)	4	7
Coûts d'exploitation directs	(68)	(16)	(25)	(20)	(8)	(2)	(1)	(13)	(11)	(5)	(169)	31	(119)	(257)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	70	—	70
BAIIA ajusté	99	38	29	30	9	13	3	46	14	(4)	277	—	217	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(22)	(22)	—	—	(22)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(5)	(9)	(16)	(6)	(2)	(1)	(15)	(3)	(27)	(128)	29	(77)	(176)
Charge d'impôt exigible	(2)	(2)	—	—	(1)	—	—	—	—	—	(5)	2	(3)	(6)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(10)	(10)	—	—	(10)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(7)	(7)	—	—	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(31)	—	(31)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(137)	(137)
Fonds provenant des activités	53	31	20	14	2	11	2	31	11	(70)	105	—	—	
Charge d'amortissement	(57)	(32)	(4)	(34)	(13)	(3)	—	(11)	(5)	(1)	(160)	32	(64)	(192)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	(5)	1	—	—	1	(3)	(1)	—	—	1	(6)	—	(4)	(10)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	7	—	(1)	(4)	1	—	—	(1)	—	15	17	3	(9)	11
Divers	(1)	2	(4)	(3)	—	—	—	—	(1)	(4)	(11)	(2)	(5)	(18)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(33)	—	(33)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	82	82
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	(3)	2	11	(27)	(9)	5	1	19	5	(59)	(55)	—	—	(55)

¹⁾ 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 55 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ 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 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	Par part	
			2019	2018
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	(30) \$	(32) \$	(0,17) \$	(0,18) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	(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.....	(22)	(22)	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(53) \$	(55) \$	(0,17) \$	(0,18) \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata des éléments suivants :				
Charge d’amortissement	158	160	0,51	0,51
Change et perte latente (profit latent) sur les instruments financiers	14	6	0,04	0,02
(Recouvrement) charge d’impôt différé	(26)	(17)	(0,08)	(0,05)
Divers.....	40	11	0,13	0,03
Fonds provenant des activités	133 \$	105 \$	0,43 \$	0,33 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹			311,2	312,6

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

PROFIL DES CONTRATS

En 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 85 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 13 ans (au prorata).

(en GWh, sauf indication contraire)	Solde en 2019	2020	2021	2022	2023
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	1 739	7 486	5 444	4 446	4 446
Canada ¹	809	3 908	2 779	2 152	2 074
	2 548	11 394	8 223	6 598	6 520
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis.....	535	2 054	1 978	2 027	2 028
Canada.....	366	1 270	1 269	1 269	1 269
	901	3 324	3 247	3 296	3 297
Europe.....	260	894	888	858	847
Asie ²	183	453	453	457	457
	1 344	4 671	4 588	4 611	4 601
Énergie solaire ²	195	1 054	1 053	1 052	1 051
Production visée par contrat au prorata	4 087	17 119	13 864	12 261	12 172
Production non visée par contrat au prorata	502	1 431	4 681	6 285	6 376
	4 589	18 550	18 545	18 546	18 548
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	89 %	92 %	75 %	66 %	66 %
Prix par MWh – production totale au prorata ..	76 \$	78 \$	86 \$	91 \$	92 \$

¹⁾ Comprend la production de 545 GWh pour 2019, de 3 171 GWh pour 2020 et de 866 GWh pour 2021 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 17 ans en Amérique du Nord, à 10 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie, à 12 ans en Europe et à 13 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

Au cours des cinq prochains exercices, un certain nombre de contrats viendront à échéance relativement à nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord. Selon les prix de marché actuels de l'énergie et des produits accessoires, nous ne prévoyons aucune incidence négative sur les flux de trésorerie découlant des contrats qui viendront à échéance au cours des cinq prochains exercices.

En ce qui concerne les portefeuilles au Brésil et en Colombie, 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.

La majorité des conventions d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatives à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclues avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (37 %), sociétés de distribution (23 %), utilisateurs industriels (22 %) et Brookfield (18 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis. Sur une base consolidée, près de 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et environ 80 % de la dette est sans recours.

Le tableau suivant présente la structure du capital :

	Siège social		Consolidé	
	30 septembre 2019	31 décembre 2018	30 septembre 2019	31 décembre 2018
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Facilité de crédit de la société mère ^{1, 2}	353 \$	721 \$	353 \$	721 \$
Dette				
Billets à moyen terme ^{2, 3}	1 775	1 613	1 775	1 613
Emprunts sans recours ⁴	—	—	8 562	8 465
	1 775	1 613	10 337	10 078
Passifs d'impôt différé, montant net ⁵	—	—	3 982	4 049
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	7 841	8 129
Actions privilégiées	585	568	585	568
Parts de société en commandite privilégiées	833	707	833	707
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	7 139	7 802	7 139	7 802
Total de la structure du capital	10 332 \$	10 690 \$	30 717 \$	31 333 \$
Ratio d'endettement	17 %	15 %	34 %	32 %

¹⁾ Les ratios d'endettement ne tiennent pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère car ils ne sont pas des sources de capital permanentes.

²⁾ La facilité de crédit de la société mère et les billets à moyen terme au 30 septembre 2019 sont ajustés pour refléter le remboursement d'un montant en capital de 340 millions \$ de billets à moyen terme de série 7 (450 millions \$ CA) effectué le 15 octobre 2019.

³⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 9 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

⁴⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 11 millions \$ (6 millions \$ en 2018) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 56 millions \$ (75 millions \$ en 2018), déduction faite des primes non amorties.

⁵⁾ Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	158 \$	169 \$
Placements dans des titres négociables.....	118	117
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées ¹	2 100	2 100
Emprunts effectués sur les facilités de crédit ²	(353)	(721)
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	400	300
Lettres de crédit émises.....	(219)	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 928	1 470
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata ³	266	218
Liquidités disponibles à l'échelle du groupe	2 470 \$	1 974 \$

¹⁾ Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.

²⁾ Les emprunts effectués sur les facilités de crédit comprennent un montant en capital de 340 millions \$ pour refléter le remboursement des billets à moyen terme de série 7 effectué le 15 octobre 2019.

³⁾ Comprend une facilité de crédit de filiales au prorata de 60 millions \$ obtenue après le 30 septembre 2019.

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement et nos distributions ainsi que de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme de la production. Nous maintenons un solide bilan de qualité supérieure caractérisé par une structure du capital prudente, par un accès à un financement à plusieurs niveaux qui nous permet de tirer profit des occasions de recyclage des capitaux et par diverses sources de capital. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, la capacité d'emprunt sans recours et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

EMPRUNTS

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 septembre 2019			31 décembre 2018		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	Total
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme ²	4,1 %	10	1 775 \$	4,4 %	7	1 613 \$
Facilités de crédit ²	3,6 %	5	353	3,3 %	4	721
Emprunts des filiales au prorata ¹						
Hydroélectricité.....	5,7 %	9	3 513	5,8 %	9	3 640
Énergie éolienne.....	4,8 %	10	1 798	4,7 %	10	1 792
Énergie solaire.....	4,9 %	9	1 151	5,2 %	11	1 022
Accumulation et divers.....	5,5 %	5	231	5,4 %	6	249
	5,3 %	9	6 693	5,4 %	10	6 703
			8 821			9 037
Coûts de financement différés, déduction faite des primes non amorties			(43)			(48)
			8 778			8 989
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....			(2 131)			(1 972)
Participations ne donnant pas le contrôle.....			3 978			3 701
Selon les états financiers en IFRS.....			10 625 \$			10 718 \$

¹⁾ Les montants ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 88 millions \$ associée aux portefeuilles dont les actifs étaient classés comme étant détenus en vue de la vente au 30 septembre 2019 (60 millions \$ en 2018).

²⁾ Les billets à moyen terme et la facilité de crédit de la société mère sont ajustés pour ne pas tenir compte du remboursement d'un montant en capital de 340 millions \$ de billets à moyen terme de série 7 (450 \$ CA) effectué le 15 octobre 2019.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 30 septembre 2019 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2019	2020	2021	2022	2023	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ^{2, 3}	— \$	— \$	— \$	302 \$	— \$	1 473 \$	1 775 \$
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	—	—	9	14	107	—	130
Hydroélectricité	21	359	—	205	427	1 742	2 754
Énergie éolienne.....	—	—	—	96	101	286	483
Énergie solaire	—	142	—	53	112	221	528
Accumulation et divers	—	—	56	—	—	155	211
	<u>21</u>	<u>501</u>	<u>65</u>	<u>368</u>	<u>747</u>	<u>2 404</u>	<u>4 106</u>
Remboursements de capital amortissables							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	29	36	67	61	49	515	757
Énergie éolienne.....	31	106	107	113	108	781	1 246
Énergie solaire	17	38	40	43	43	382	563
Accumulation et divers	1	3	3	3	4	7	21
	<u>78</u>	<u>183</u>	<u>217</u>	<u>220</u>	<u>204</u>	<u>1 685</u>	<u>2 587</u>
Total	<u>99 \$</u>	<u>684 \$</u>	<u>282 \$</u>	<u>890 \$</u>	<u>951 \$</u>	<u>5 562 \$</u>	<u>8 468 \$</u>

¹⁾ Le calendrier de remboursement de la dette ne tient pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère, car ils ne sont pas des sources de capital permanentes.

²⁾ Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 9 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

³⁾ Ajustés pour refléter le remboursement d'un montant en capital de 340 millions \$ de billets à moyen terme de série 7 effectué le 15 octobre 2019.

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 le refinancement de nos emprunts jusqu'en 2023 à des conditions acceptables soulève des problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation.....	266 \$	236 \$	1 005 \$	817 \$
Activités de financement.....	(319)	(52)	(828)	(639)
Activités d'investissement.....	(49)	(105)	(123)	(635)
Perte de change sur la trésorerie	(9)	(6)	(8)	(14)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<u>(111) \$</u>	<u>73 \$</u>	<u>46 \$</u>	<u>(471) \$</u>

Activités d'exploitation

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à respectivement 266 millions \$ et 1 005 millions \$ par rapport à 236 millions \$ et 817 millions \$ en 2018. Les augmentations relatives de 30 millions \$ et de 188 millions \$ des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation sont attribuables principalement au solide rendement et à la croissance de nos activités au cours des périodes considérées, comme le reflète la hausse du résultat net et des fonds provenant des activités en regard de ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

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 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Créances clients et autres actifs courants	(34) \$	(79) \$	24 \$	(66) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	16	64	(25)	10
Autres actifs et passifs.....	(4)	14	(11)	10
	<u>(14) \$</u>	<u>(1) \$</u>	<u>(12) \$</u>	<u>(46) \$</u>

Activités de financement

Pour le troisième trimestre de 2019, les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé 319 millions \$. Le produit tiré de l'émission des billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA et des billets à moyen terme de série 13 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA au cours de la période a été plus qu'annulé par le remboursement des emprunts, surtout des emprunts sur nos facilités de crédit (y compris les montants placés en dépôt par Brookfield), et les distributions mentionnées ci-dessus.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 828 millions \$. Le produit tiré de l'émission des billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA, des billets à moyen terme de série 13 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA, des parts privilégiées de série 15 d'un montant en capital de 175 millions \$ CA et de la vente d'une participation de 25 % dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada a été plus qu'annulé par le remboursement d'emprunts (surtout aux termes de la facilité de crédit de la société mère) et le versement des distributions mentionnées ci-dessous.

Nous avons porté nos distributions à 2,06 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 10 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2019.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP s'étaient élevées respectivement à 171 millions \$ et 513 millions \$ (respectivement 161 millions \$ et 482 millions \$ en 2018). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux porteurs de parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées respectivement à 141 millions \$ et 570 millions \$ (respectivement 97 millions \$ et 485 millions \$ en 2018).

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le troisième trimestre de 2019 ont totalisé 49 millions \$. Nos acquisitions d'actifs de production d'électricité et les investissements effectués dans le développement de ces actifs ainsi que les dépenses d'investissement de maintien se sont chiffrés à 107 millions \$ et ont été en partie neutralisés par le produit tiré de la conclusion de la vente d'une centrale d'énergie solaire en Afrique du Sud de 66 MW et de la cession de titres.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 123 millions \$. Nos acquisitions d'actifs de production d'électricité et les investissements effectués dans le développement de ces actifs ainsi que les dépenses d'investissement de maintien se sont chiffrés à 196 millions \$ et ont été contrebalancés par le produit tiré de la vente de centrales d'énergie éolienne et solaire en Afrique du Sud d'une puissance totale de 146 MW.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Parts privilégiées²		
Solde au début de l'exercice	37 885 496	27 885 496
Émission	7 000 000	10 000 000
Solde à la fin de la période / de l'exercice	44 885 496	37 885 496
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	178 821 204	180 388 361
Régime de réinvestissement des distributions	144 245	289 641
Rachat pour annulation de parts de société en commandite	(20 000)	(1 856 798)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	178 945 449	178 821 204
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ³	308 604 072	308 479 827

¹⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en séries comme suit : 5 449 675 actions privilégiées de catégorie A de série 1 sont en circulation; 4 510 389 actions privilégiées de catégorie A de série 2 sont en circulation; 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A de série 3 sont en circulation; 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A de série 5 sont en circulation; et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A de série 6 sont en circulation.

²⁾ Les parts privilégiées sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison de une pour une, au gré du porteur comme suit : 2 885 496 parts privilégiées de série 5 sont en circulation; 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2021); 8 000 000 de parts privilégiées de série 9 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 10 à partir du 31 juillet 2021); 10 000 000 de parts privilégiées de série 11 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 12 à partir du 30 avril 2022); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2023); et 7 000 000 de parts privilégiées de série 15 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 16 à partir du 30 avril 2024).

³⁾ 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)	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Actions privilégiées de catégorie A	6 \$	7 \$	7 \$	7 \$	19 \$	20 \$	20 \$	20 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	12 \$	10 \$	12 \$	10 \$	33 \$	29 \$	32 \$	27 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	124 \$	81 \$	124 \$	81 \$	520 \$	438 \$	520 \$	438 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	13 \$	11 \$	13 \$	11 \$	41 \$	34 \$	40 \$	33 \$
Parts de société en commandite rachetables/ échangeables.....	66 \$	64 \$	66 \$	64 \$	201 \$	192 \$	200 \$	191 \$
Parts de société en commandite.....	92 \$	88 \$	94 \$	86 \$	277 \$	266 \$	275 \$	258 \$

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

Énergie Brookfield n'a conclu aucun accord hors état de la situation financière qui pourrait raisonnablement avoir une incidence actuellement ou à l'avenir sur notre situation financière, l'évolution de notre situation financière, nos produits ou charges, nos résultats d'exploitation, notre situation de trésorerie, nos dépenses d'investissement ou nos sources de financement qui soit importante pour les investisseurs.

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, 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. Au 30 septembre 2019, les lettres de crédit s'élevaient à 219 millions \$ (35 millions \$ en 2018).

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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019			2018				2017
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
<i>Production totale (GWh) – MLT.....</i>	12 332	14 252	13 493	13 485	12 113	13 521	12 852	12 198
<i>Production totale (GWh) – réelle</i>	11 089	14 881	14 125	14 445	11 609	13 122	12 880	11 913
<i>Production au prorata (GWh) – MLT.....</i>	5 821	7 109	6 698	6 602	5 956	6 935	6 351	6 030
<i>Production au prorata (GWh) – réelle.....</i>	5 213	7 602	7 246	7 052	5 552	6 455	6 694	5 890
Produit.....	642 \$	787 \$	825 \$	780 \$	674 \$	735 \$	793 \$	657 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(53)	17	43	91	(55)	(2)	8	(67)
Résultat de base et dilué par part de société en commandite	(0,17)	0,05	0,14	0,29	(0,18)	(0,01)	0,03	(0,22)
BAIIA ajusté consolidé	507	630	652	604	494	543	582	454
BAIIA ajusté au prorata.....	301	400	395	371	277	324	351	296
Fonds provenant des activités.....	133	230	227	206	105	172	193	143
Fonds provenant des activités par part	0,43	0,74	0,73	0,66	0,33	0,55	0,62	0,46
Distribution par part de société en commandite.....	0,515	0,515	0,515	0,490	0,490	0,490	0,490	0,468

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES PÉRIODES DE NEUF MOIS CLOSES LES 30 SEPTEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	10 260	9 704	9 326	9 915	700 \$	655 \$	501 \$	455 \$	375 \$	322 \$	146 \$	130 \$
Brésil	2 890	2 731	2 987	2 931	173	185	144	133	119	109	55	5
Colombie	2 347	2 382	2 520	2 547	174	160	107	91	75	62	56	41
	15 497	14 817	14 833	15 393	1 047	1 000	752	679	569	493	257	176
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	2 190	1 905	2 622	2 215	167	158	120	109	67	64	(44)	(39)
Europe	663	413	729	496	71	46	50	27	37	13	(7)	(12)
Brésil	454	473	475	475	27	33	20	26	13	20	(2)	(1)
Asie	184	117	186	117	13	9	10	6	7	3	2	(3)
	3 491	2 908	4 012	3 303	278	246	200	168	124	100	(51)	(55)
Énergie solaire	765	569	783	546	145	106	123	87	81	57	23	19
Accumulation et divers	308	407	—	—	66	62	30	33	20	23	—	(6)
Siège social	—	—	—	—	—	—	(9)	(15)	(204)	(203)	(222)	(183)
Total	20 061	18 701	19 628	19 242	1 536 \$	1 414 \$	1 096 \$	952 \$	590 \$	470 \$	7 \$	(49) \$

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds ajustés provenant des activités, et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 :

	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	Selon les IFRS ¹	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits	700	173	174	167	71	27	13	145	66	—	1 536	(286)	1 004	2 254
Autres produits	11	20	—	2	3	—	—	5	—	8	49	(11)	12	50
Coûts d'exploitation directs	(210)	(49)	(67)	(49)	(24)	(7)	(3)	(27)	(36)	(17)	(489)	82	(338)	(745)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	215	15	230
BAIIA ajusté	501	144	107	120	50	20	10	123	30	(9)	1 096	—	693	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(73)	(73)	—	—	(73)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(119)	(16)	(25)	(51)	(13)	(6)	(3)	(42)	(10)	(70)	(355)	78	(238)	(515)
Charge d'impôt exigible	(7)	(9)	(7)	(2)	—	(1)	—	—	—	—	(26)	4	(27)	(49)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(33)	(33)	—	—	(33)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(19)	(19)	—	—	(19)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(82)	(7)	(89)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(421)	(421)
Fonds provenant des activités	375	119	75	67	37	13	7	81	20	(204)	590	—	—	
Charge d'amortissement	(168)	(66)	(15)	(117)	(34)	(13)	(3)	(41)	(18)	(3)	(478)	104	(226)	(600)
Change et perte latente sur les instruments financiers	—	1	1	2	(19)	(3)	—	—	(2)	(25)	(45)	13	(8)	(40)
Charge d'impôt différé	(15)	3	(5)	13	8	—	(1)	15	—	22	40	(35)	(16)	(11)
Divers	(46)	(2)	—	(9)	1	1	(1)	(32)	—	(12)	(100)	26	33	(41)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(108)	—	(108)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	217	217
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	146	55	56	(44)	(7)	(2)	2	23	—	(222)	7	—	—	7

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 33 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 204 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés, et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 :

(EN MILLIONS)	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	Selon les IFRS ¹	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits	655	185	160	158	46	33	9	106	62	—	1 414	(197)	985	2 202
Autres produits	6	3	1	1	1	—	—	4	—	2	18	(5)	13	26
Coûts d'exploitation directs	(206)	(55)	(70)	(50)	(20)	(7)	(3)	(23)	(29)	(17)	(480)	63	(343)	(760)
Quote-part du BAIHA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	139	12	151
BAIHA ajusté	455	133	91	109	27	26	6	87	33	(15)	952	—	667	—
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(64)	(64)	—	—	(64)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(128)	(17)	(29)	(44)	(12)	(6)	(3)	(30)	(10)	(75)	(354)	54	(234)	(534)
Charge d'impôt exigible	(5)	(7)	—	(1)	(2)	—	—	—	—	—	(15)	3	(8)	(20)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(29)	(29)	—	—	(29)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(20)	—	—	(20)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(57)	(10)	(67)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(415)	(415)
Fonds provenant des activités	322	109	62	64	13	20	3	57	23	(203)	470	—	—	—
Charge d'amortissement	(170)	(103)	(14)	(89)	(30)	(10)	(2)	(24)	(17)	(1)	(460)	61	(212)	(611)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(4)	—	1	3	6	(11)	(2)	(3)	(2)	14	2	(6)	(31)	(35)
Charge d'impôt différé	1	1	(4)	(9)	2	—	—	(1)	—	24	14	2	(18)	(2)
Divers	(19)	(2)	(4)	(8)	(3)	—	(2)	(10)	(10)	(17)	(75)	15	(12)	(72)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(72)	—	(72)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	273	273
Résultat net attribuable aux porteurs de parts ²	130	5	41	(39)	(12)	(1)	(3)	19	(6)	(183)	(49)	—	—	(49)

¹⁾ La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 12 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 142 millions \$ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

²⁾ 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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	Par part	
			2019	2018
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires.....	4 \$	(28) \$	0,02 \$	(0,16) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	—	(1)	—	—
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	3	(20)	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	7 \$	(49) \$	0,02 \$	(0,16) \$
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata des éléments suivants :				
Charge d’amortissement	478	460	1,54	1,47
Change et (profit latent) perte latente sur les instruments financiers	45	(2)	0,14	(0,01)
Charge d’impôt différé.....	(40)	(14)	(0,13)	(0,04)
Divers.....	100	75	0,33	0,24
Fonds provenant des activités	590 \$	470 \$	1,90 \$	1,50 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ¹			311,2	312,7

¹⁾ 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 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, de 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 2018. 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 3 – Regroupements d'entreprises

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à IFRS 3, Regroupements d'entreprises (« IFRS 3 »), qui s'appliqueront aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020, l'application anticipée étant permise. Les modifications précisent qu'une entreprise doit comporter au moins une entrée et un processus important, qui ensemble contribuent à la capacité de créer des sorties, et aident les entreprises à déterminer si une acquisition constitue un regroupement d'entreprises ou si elle représente une acquisition d'un groupe d'actifs en fournissant des indications supplémentaires pour apprécier si un processus acquis est substantiel. Énergie Brookfield a décidé d'adopter de façon anticipée les modifications à IFRS 3 avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019 et appliquera la norme modifiée pour apprécier les regroupements d'entreprises sur une base prospective. Pour les acquisitions qui seront déterminées comme étant des acquisitions d'actifs plutôt que des regroupements d'entreprises, Énergie Brookfield répartira le prix de transaction et les coûts de transaction entre les actifs individuels identifiables acquis et les passifs individuels identifiables repris d'après leurs justes valeurs relatives et ne comptabilisera aucun goodwill. Les acquisitions qui continueront à répondre à la définition d'un regroupement d'entreprises seront comptabilisées selon la méthode d'acquisition, sans qu'aucun changement ne soit apporté à la méthode comptable appliquée par Énergie Brookfield.

ii) IFRS 16 – Contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, Énergie Brookfield a adopté IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, selon laquelle l'effet cumulatif à la première application a été comptabilisé dans les résultats non distribués le 1^{er} janvier 2019. Par conséquent, Énergie Brookfield a changé la méthode comptable qu'elle applique aux contrats de location comme suit.

Définition d'un contrat de location

Auparavant, Énergie Brookfield déterminait à la date de passation d'un accord si celui-ci était, ou renfermait, un contrat de location selon IFRIC 4. Selon IFRS 16, Énergie Brookfield évalue si un contrat est, ou renferme, un contrat de location en fonction de la définition d'un contrat de location, comme il est expliqué à la note 1 c).

Au moment de la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a choisi d'appliquer la mesure de simplification qui lui permet de conserver l'évaluation établissant quelles transactions constituent des contrats de location. Énergie Brookfield n'a appliqué IFRS 16 qu'aux contrats qui étaient auparavant reconnus comme des contrats de location. Les contrats qui n'étaient pas reconnus comme des contrats de location selon IAS 17 et IFRIC 4 n'ont pas été réévalués pour déterminer s'ils renfermaient un contrat de location. Par conséquent, la définition d'un contrat de location selon IFRS 16 n'a été appliquée qu'aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1^{er} janvier 2019.

Contrats de location classés comme des contrats de location simple selon IAS 17

Au moment de la transition, les obligations locatives ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements de loyers restants, actualisés à l'aide du taux d'emprunt marginal d'Énergie Brookfield au 1^{er} janvier 2019. Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués au montant de l'obligation locative, ajusté pour tenir compte de tous les paiements de loyers payés d'avance ou comptabilisés dans les charges à payer.

Énergie Brookfield s'est prévaluée des mesures de simplification suivantes lorsqu'elle a appliqué IFRS 16 aux contrats de location qui étaient classés auparavant comme des contrats de location simple selon IAS 17 :

- Application de l'exemption permettant de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives de contrats de location dont la durée est de moins de 12 mois;
- Exclusion des coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de première application.

Contrats de location classés comme des contrats de location-financement selon IAS 17

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement selon IAS 17, la valeur comptable des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives au 1^{er} janvier 2019 correspond à la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant cette date.

Incidences sur les états financiers

À la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a comptabilisé des actifs au titre du droit d'utilisation additionnels de 145 millions \$ et des obligations locatives de 147 millions \$, ce qui explique l'écart dans les capitaux propres.

Pour l'évaluation des obligations locatives, Énergie Brookfield a actualisé les paiements de loyers à l'aide de son taux d'emprunt marginal au 1^{er} janvier 2019. Le taux moyen pondéré appliqué est de 5,5 %. La différence entre les engagements liés aux contrats de location d'un montant de 250 millions \$ présentés au 31 décembre 2018 et les obligations locatives de 147 millions \$ comptabilisées au 1^{er} janvier 2019 est principalement due à la valeur temps de l'argent.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

À l'heure actuelle, aucune des modifications futures qui seront apportées aux IFRS n'est susceptible d'avoir une incidence sur Énergie Brookfield.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Vente de portefeuilles éoliens en Europe

Après la clôture du trimestre, Énergie Brookfield a conclu la vente d'un portefeuille éolien en Irlande du Nord et d'un portefeuille éolien au Portugal, pour un produit total de 186 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 74 millions \$).

Brookfield Renewable Corporation

Après la clôture du trimestre, nous avons annoncé notre intention de former BEPC dont les actions négociées en Bourse devraient être équivalentes sur le plan économique aux parts de société en commandite d'Énergie Brookfield. Les actions de catégorie A de BEPC devraient être distribuées comme une distribution spéciale aux porteurs de parts existants qui ne détiennent pas des parts privilégiées. Les actions de catégorie A de BEPC seront structurées de sorte qu'elles seront équivalentes aux parts de société en commandite de BEP sur le plan économique et seront échangeables, au gré du porteur, contre une part de société en commandite de BEP. Sous réserve de l'obtention des approbations exigées, les actions de catégorie A de BEPC seront cotées en Bourse. Une déclaration d'enregistrement sur formulaire F-1 à l'égard de cette transaction a été déposée auprès de la SEC le 8 novembre 2019 et un prospectus provisoire sera déposé auprès des organismes de réglementation au Canada (accessible sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, ou sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com). Le présent rapport de gestion ne constitue pas une offre de vente ni une sollicitation d'offre d'achat de titres de BEPC ou de BEP, et aucune vente desdits titres n'interviendra dans un territoire où une telle offre, sollicitation ou vente serait illégale avant leur inscription ou admissibilité en vertu des lois sur les valeurs mobilières qui s'y appliquent dans un tel territoire.

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 d'exiger le rachat de ces parts pour une contrepartie en trésorerie. Si Brookfield exerce ce droit, Énergie Brookfield peut, à son entière discrétion, réaliser le rachat en contrepartie de l'émission de parts de société en commandite sur son capital, 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, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou 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 moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre habituellement 20 ans. Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La moyenne à long terme 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 moyenne à long terme des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire passés sur une période de 14 à 20 ans.

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, en Europe et en Inde ainsi que de l'entité qui détient des activités de production d'énergie renouvelable acquise dans le cadre de l'investissement dans TerraForm Global. Énergie Brookfield a également conclu des conventions de vote avec ses partenaires du consortium visant les activités en Colombie et un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada. 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 du commandité. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power et, par conséquent, comptabilise le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power 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 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 r) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2018.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont segmentées par 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 Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y

rapportant. Le secteur Canada comprend les résultats financiers de notre placement stratégique dans Transalta Corporation. 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 6, « 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 trois mesures clés : i) le résultat net; ii) le bénéfice avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); et iii) les fonds provenant des activités.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités 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 et les fonds provenant des activités. 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 » et à la « PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles – 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. 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 au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, charge d'amortissement, 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.

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 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 ajusté 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 la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, de la participation ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle ou non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure facilitera l'évaluation par l'investisseur de notre rendement financier et de notre 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 certains éléments ayant un effet de trésorerie (p. ex., les coûts d'acquisition et d'autres éléments généralement ponctuels ayant un effet de trésorerie) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex., l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, le profit latent ou la perte latente sur les instruments financiers, les résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments sans effet de trésorerie), 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 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.

Les fonds provenant des activités ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. 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 de gestion 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 de gestion comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière prévue 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 et de cessions, les occasions de financement et de refinancement, la conclusion de la distribution spéciale des actions de série A de BEPC, l'admissibilité de BEPC à l'indice, la capacité de BEPC à attirer de nouveaux investisseurs ainsi que le rendement et les perspectives futurs de BEPC et d'Énergie Brookfield une fois la distribution des actions de série A de BEPC terminée, 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 « croît », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, 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 facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment 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, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de 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 programme d'équilibrage hydrologique 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; 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; l'incapacité d'obtenir les approbations requises en ce qui a trait à la distribution des actions de série A de BEPC, y compris celle de la SEC, des organismes de réglementation au Canada et des Bourses auxquelles BEPC compte faire une demande d'admission pour ses actions de série A; BEPC pourrait n'être intégrée dans aucun indice; 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 de gestion, 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 de gestion comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités par part (collectivement, les « mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ») 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 peut être différente 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 les mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune des mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield 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. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons les affaires et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.

Notre rapport de gestion présente un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net. Nous présentons également à la note 6, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net

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.

Sachin Shah
Chef de la direction

Wyatt Hartley
Chef de la direction des finances

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

Société de fiducie Computershare du Canada
100 University Avenue
9th Floor
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Téléphone (sans frais) : 1-800-564-6253
Télécopieur (sans frais) : 1-888-453-0330
www.computershare.com

Administrateurs du commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.

Jeffrey Blidner
Eleazar de Carvalho Filho
Nancy Dorn
David Mann
Lou Maroun
Patricia Zuccotti
Stephen Westwell

Symboles boursiers

NYSE : BEP (parts de société en commandite)
TSX : BEP.UN (parts de société en commandite)
TSX : BEP.PR.E (parts de société en commandite
privilégiées, série 5)
TSX : BEP.PR.G (parts de société en commandite
privilégiées, série 7)
TSX : BEP.PR.I (parts de société en commandite
privilégiées, série 9)
TSX : BEP.PR.K (parts de société en commandite
privilégiées, série 11)
TSX : BEP.PR.M (parts de société en commandite
privilégiées, série 13)
TSX : BEP.PR.O (parts de société en commandite
privilégiées, série 15)
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 2018. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

Des renseignements financiers additionnels ont été transmis électroniquement à divers organismes de réglementation en valeurs mobilières aux États-Unis et au Canada par l'intermédiaire d'EDGAR, à l'adresse www.sec.gov, et par l'intermédiaire de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Les actionnaires peuvent acheminer leurs demandes de renseignements au service des Relations avec les investisseurs, en composant le (416) 369-2616 ou en écrivant à enquiries@brookfieldrenewable.com.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE : BEP
TSX : BEP.UN