

Brookfield

2022

RAPPORT DE GESTION
DU TROISIÈME TRIMESTRE

**Brookfield Renewable
Partners L.P.**

Rapport de gestion

Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2022

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 a été préparé en date du 4 novembre 2022. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » et « notre société » 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 qu'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, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables de BEPC ») de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par le public et par Brookfield, les parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») détenues dans Brookfield Renewable Partners L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield détenue par Brookfield, et la participation de commandité (la « participation de commandité ») dans BRELP détenue par Brookfield. Les porteurs de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables, de la participation de commandité et d'actions échangeables de BEPC sont désignés collectivement les « porteurs de parts », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, la participation de commandité et les actions échangeables de BEPC sont désignées collectivement les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Les états financiers d'Énergie Brookfield ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), selon lesquelles il faut faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif et sur les informations relatives aux passifs éventuels présentés à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière.

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal et au peso colombien. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (<https://bep.brookfield.com>) ainsi que sur le site Web de la SEC (www.sec.gov/edgar.shtml) et celui de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

Partie 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2022	4	Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)	
		Dépenses d'investissement	30
Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	8	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	42
		Actions, parts et billets en circulation	33
		Dividendes et distributions	34
Partie 3 – Informations financières consolidées supplémentaires	10	Obligations contractuelles	34
Résumé des états consolidés de la situation financière	10	Informations financières supplémentaires	34
Transactions entre parties liées	10	Accords hors état de la situation financière	35
Capitaux propres	12		
Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata	15	Partie 6 – Principales informations trimestrielles	36
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre	15	Sommaire des résultats trimestriels historiques	36
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	21		
Profil des contrats	24	Partie 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	41
		Partie 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	43
Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	26	Partie 9 – Mise en garde	48
Structure du capital et liquidités disponibles	26		
Emprunts	28		

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2022

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021	2022	2021
Informations financières choisies				
Produits	1 105 \$	966 \$	3 515 \$	3 005 \$
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(136)	(115)	(213)	(311)
Perte de base et diluée par part de société en commandite ¹	(0,25)	(0,21)	(0,44)	(0,58)
BAIIA ajusté au prorata ²	495	446	1 541	1 445
Fonds provenant des activités ²	243	210	780	720
Fonds provenant des activités par part ^{2, 3}	0,38	0,33	1,21	1,12
Distribution par part de société en commandite.....	0,32	0,30	0,96	0,91
Information sur l'exploitation				
Puissance (MW)	23 617	20 515	23 617	20 515
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme.....	15 097	13 776	45 291	43 967
Production réelle	14 906	13 533	46 590	42 044
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme.....	6 905	6 697	22 471	22 655
Production réelle	6 440	6 125	21 843	20 513
Produits moyens (\$ par MWh).....	91	85	88	84
¹⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le nombre total moyen de parts de société en commandite s'est établi à respectivement 275,2 millions et 275,2 millions (respectivement 274,9 millions et 274,9 millions en 2021).				
²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures 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 » et à la « PARTIE 9 – Mise en garde ».				
³⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi respectivement 645,9 millions et 645,8 millions (respectivement 645,6 millions et 645,6 millions en 2021), ce qui comprend nos parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables ainsi que les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.				

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	30 septembre 2022	31 décembre 2021
<u>Situation de trésorerie et sources de financement</u>		
Liquidités disponibles	3 515 \$	4 069 \$
Ratio d'endettement – entreprise.....	8 %	8 %
Ratio d'endettement – consolidé	38 %	33 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield.....	92 %	90 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata ¹	97 %	98 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette ²	12 ans	13 ans
Taux d'intérêt moyen ²	3,9 %	3,9 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	12 ans	13 ans
Taux d'intérêt moyen.....	5,1 %	4,2 %

¹⁾ L'exposition totale aux taux variables est de 10 % (7 % en 2021), dont 7 % (5 % en 2021) se rapportent aux dettes à taux d'intérêt variables 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.

²⁾ Compte non tenu des facilités de crédit et des émissions de papier commercial.

Exploitation

Les fonds provenant des activités se sont établis à 243 millions \$, ou 0,38 \$ par part, soit une augmentation par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, y compris des nouveaux projets de développement d'une puissance de près de 3 000 MW ayant commencé leurs activités commerciales au cours des douze derniers mois;
- la hausse des prix réalisés dans la plupart des marchés, grâce à l'indexation sur l'inflation et à la vigueur des prix de l'électricité à l'échelle mondiale;
- la forte disponibilité des actifs de notre portefeuille à l'échelle mondiale.

Déduction faite de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, des profits de change et sur les dérivés et autres, la perte nette attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 s'est élevée à 136 millions \$.

Nous visons toujours à être le partenaire de choix en matière d'approvisionnement en énergie en :

- concluant des contrats visant à fournir plus de 2 600 GWh d'énergie propre par année, y compris environ 1 200 GWh à des acheteurs institutionnels.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous continuons à avoir accès à différentes sources de financement, malgré la volatilité des marchés en raison de la résilience et de la qualité supérieure de notre bilan.

- Notre situation de trésorerie demeure robuste grâce à des liquidités disponibles atteignant plus de 3,5 milliards \$, ce qui procure une grande souplesse pour investir dans la croissance, et au fait qu'aucune dette importante ne vient à échéance à très court terme.
- Nous faisons du chemin en ce qui concerne les financements sans recours de première qualité de plus de 3,7 milliards \$ pour l'ensemble de notre portefeuille diversifié au cours du trimestre.
- Nous continuons de faire avancer des activités de recyclage d'actifs d'environ 560 millions \$ (montant net d'environ 90 millions \$ pour Énergie Brookfield) en procédant à la vente d'actifs secondaires arrivés à maturité qui s'est traduite par de solides rendements, y compris la vente d'actifs hydroélectriques au Brésil d'une puissance de 36 MW et de la seconde tranche de notre portefeuille d'énergie solaire au Mexique destinée aux réseaux publics d'une puissance de 630 MW développés par notre promoteur mondial de projets d'énergie solaire, que nous détenons à 50 %, pour une contrepartie totale de 160 millions \$ (montant net d'environ 20 millions \$ pour Énergie Brookfield), qui, selon nos prévisions, généreront près du double de la valeur de notre capital investi en moins de trois ans.

Croissance et développement

Nous avons investi, ou convenu d'investir, avec nos partenaires institutionnels des capitaux totalisant 6 milliards \$ (montant net d'environ 1,5 milliard \$ pour Énergie Brookfield) dans de nombreux placements, notamment :

- Nous avons conclu l'acquisition, annoncée précédemment, d'un exploitant intégré de premier plan d'actifs de production décentralisée aux États-Unis pour une contrepartie de 540 millions \$, y compris la possibilité d'investir un montant supplémentaire de 160 millions \$ (montant total net de 140 millions \$ pour Énergie Brookfield) visant à appuyer la croissance de l'entreprise. Il s'agit d'une entreprise de premier plan sur le marché qui détient et exploite des actifs d'énergie solaire destinée à des utilisateurs commerciaux et des localités, avec des capacités de développement de bout en bout et une feuille de route éprouvée en matière d'actifs de très grande qualité.
- Nous avons conclu une entente visant l'acquisition d'un promoteur d'actifs d'énergie renouvelable aux États-Unis en contrepartie de 1 milliard \$, avec la possibilité d'investir un montant supplémentaire de 350 millions \$ visant à appuyer les activités de développement de l'entreprise (montant total net de 270 millions \$ pour Énergie Brookfield). Son portefeuille comprend des actifs éoliens en exploitation d'une puissance de 800 MW et un

portefeuille d'actifs éoliens, solaires et d'accumulation situés dans 24 États, d'une puissance de plus de 22 000 MW, notamment des projets en construction et des projets à un stade avancé d'une puissance de près de 2 500 MW.

- Après la clôture du trimestre, nous avons conclu un partenariat stratégique avec Cameco visant à acquérir une participation dans Westinghouse, l'une des plus importantes entreprises de services d'énergie nucléaire au monde. Le partenariat concilie l'expertise de Cameco, à titre de fournisseur de combustible à l'uranium pour la production d'énergie nucléaire parmi les plus importants au monde, et les capacités de production d'énergie propre d'Énergie Brookfield pour créer une puissante plateforme de croissance stratégique pour le secteur nucléaire. La participation totale en capitaux propres se chiffrera à environ 4,5 milliards \$ (montant net de 750 millions \$ pour Énergie Brookfield), et nous ferons l'acquisition, avec nos partenaires institutionnels, d'une participation de 51 %, tandis que la participation de Cameco sera de 49 %.
- Après la clôture du trimestre, nous avons conclu un partenariat de financement avec une entreprise de captage et de transformation du carbone établie aux États-Unis, laquelle transforme le carbone résiduaire en intrants zéro émission utiles dans les processus industriels pour la production de combustibles, de tissus et d'emballages. Nous avons investi 50 millions \$ sous la forme d'un billet convertible qui assure le droit privilégié d'investir jusqu'à 500 millions \$ de capitaux propres (montant net global de 110 millions \$ pour Énergie Brookfield) dans des projets de développement de captage de carbone.
- Après la clôture du trimestre, nous nous sommes engagés à investir dans une entreprise spécialisée dans le recyclage établie aux États-Unis ayant une capacité de recyclage annuelle de 1,3 million de tonnes et un important portefeuille de possibilités de croissance. Nous effectuerons un placement initial en titres de capitaux propres de 200 millions \$ et disposerons du droit privilégié d'investir un montant supplémentaire pouvant atteindre 500 millions \$ (montant net global de 140 millions \$ pour Énergie Brookfield) visant à soutenir le développement de jusqu'à 19 nouvelles installations de recyclage.

Au cours de l'exercice, nous avons continué de faire évoluer nos activités de développement :

- Nous avons mis en service des projets de développement d'une puissance de 2 700 MW, y compris notre centrale d'énergie solaire au Brésil destinée aux réseaux publics de plus de 560 MW. Nous avons également continué la construction de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage, de production décentralisée et destinée aux réseaux publics d'énergie solaire et d'hydrogène écologique d'une puissance totale de 19 000 MW, qui, une fois achevés, devraient dégager des fonds provenant des activités totalisant dans l'ensemble environ 260 millions \$.

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 :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021	2022	2021
Produits.....	1 105 \$	966 \$	3 515 \$	3 005 \$
Coûts d'exploitation directs	(344)	(292)	(1 060)	(990)
Coûts de service de gestion.....	(58)	(71)	(199)	(224)
Charge d'intérêts	(313)	(247)	(873)	(726)
Charge d'amortissement	(385)	(373)	(1 175)	(1 120)
Recouvrement (charge) d'impôt	8	(143)	(70)	(128)
Résultat net	(77) \$	(154) \$	78 \$	(99) \$
	Taux de change de conversion moyen en \$ US			
\$ CA	1,31	1,26	1,28	1,25
€	0,99	0,85	0,94	0,84
R\$	5,25	5,23	5,13	5,33
COP.....	4 375	3 844	4 068	3 696

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 30 septembre 2022

Les produits totalisant 1 105 millions \$ représentent une augmentation de 139 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de l'augmentation des prix réalisés. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 58 millions \$ et 814 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 13 millions \$ et la réduction de la production de 108 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 136 millions \$ du fait que nous avons tiré avantage de l'augmentation des prix réalisés dans la plupart des marchés grâce à l'indexation sur l'inflation et à la hausse des prix de l'électricité à l'échelle mondiale.

Par rapport à la plupart des autres devises, le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits de 42 millions \$, qui a été partiellement compensée par l'effet de change favorable de 24 millions \$ sur les charges d'exploitation et d'intérêts au cours du trimestre.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 344 millions \$ représentent une augmentation de 52 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des ventes d'actifs réalisées dernièrement a été plus que contrebalancé par les coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et par l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré à nos clients.

Les coûts de service de gestion totalisant 58 millions \$ représentent une diminution de 13 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 313 millions \$ représente une augmentation de 66 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille, de la progression de nos activités de financement en Amérique du Sud et du financement additionnel stratégique d'un montant de 1,0 milliard \$ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada dans le but de financer la croissance de nos activités.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 385 millions \$, ce qui représente une hausse de 12 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, entraînée par la croissance de nos activités.

La perte nette s'est élevée à 77 millions \$, ce qui représente une diminution de 77 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022

Les produits totalisant 3 515 millions \$ représentent une augmentation de 510 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de l'augmentation des prix réalisés. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 222 millions \$ et 2 572 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 95 millions \$ et la réduction de la production de 921 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 470 millions \$ principalement en raison de la hausse des produits réalisés moyens par MWh, découlant de l'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats et des prix marchands de l'électricité plus élevés à l'échelle mondiale ainsi que des conditions hydrologiques plus favorables dans notre groupe en Amérique du Nord au cours de l'exercice.

Le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent, et par rapport à la plupart des devises, a entraîné une diminution des produits de 87 millions \$, qui a été compensée en partie par l'effet de change favorable de 57 millions \$ sur les charges d'exploitation et d'intérêts de l'exercice.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 060 millions \$ représentent une augmentation de 70 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des ventes d'actifs réalisées dernièrement a été plus que contrebalancé par les coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et par l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré à nos clients.

Les coûts de service de gestion totalisant 199 millions \$ représentent une diminution de 25 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 873 millions \$ représente une augmentation de 147 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille, de la progression de nos activités de financement en Amérique du Sud, ainsi que du financement additionnel stratégique d'un montant de 1,0 milliard \$ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada dans le but de financer la croissance de nos activités.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 175 millions \$, ce qui représente une hausse de 55 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, entraînée par la croissance de nos activités.

Le résultat net s'est établi à 78 millions \$ par rapport à une perte nette de 99 millions \$ à la période correspondante de l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés.

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 aux :

(EN MILLIONS)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actifs courants.....	3 573	2 861
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 261	1 107
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	49 079	49 432
Total de l'actif	57 388	55 867
Emprunts de la société mère	2 761	2 149
Emprunts sans recours.....	22 021	19 380
Passifs d'impôt différé.....	5 926	6 215
Total du passif et des capitaux propres.....	57 388	55 867
	Taux de change au comptant en \$ US	
\$ CA	1,38	1,26
€	1,02	0,88
R\$	5,41	5,58
COP	4 532	3 981

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 49,1 milliards \$ au 30 septembre 2022, contre 49,4 milliards \$ au 31 décembre 2021, soit une diminution de 0,3 milliard \$. Au cours de l'exercice, l'acquisition d'un portefeuille comprenant une plateforme en développement d'actifs solaires destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'énergie d'une puissance de 20 GW, d'un exploitant d'actifs de production décentralisée détenant des actifs en exploitation et en construction visés par contrat d'une puissance de 500 MW, d'un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 1,8 GW aux États-Unis ainsi que nos investissements continus dans le développement d'actifs de production d'électricité ont mené à une augmentation des immobilisations corporelles de 3,2 milliards \$. Cette augmentation a été plus que contrebalancée par la vente de notre portefeuille hydroélectrique en exploitation au Brésil d'une puissance de 36 MW, qui a entraîné une diminution des immobilisations corporelles de 0,1 milliard \$, par le raffermissement du dollar américain par rapport à la plupart des devises qui a entraîné une diminution des immobilisations corporelles de 2,2 milliards \$, et par la charge d'amortissement de 1,2 milliard \$ associée aux immobilisations corporelles.

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 et sont conclues principalement avec Brookfield Asset Management.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes d'une unique CAÉ à long terme visant ses centrales hydroélectriques de New York.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces mêmes entités. Énergie Brookfield inclut donc les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield participe, avec des investisseurs institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV, au Brookfield Global Transition Fund et au Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, de concert avec ses investisseurs institutionnels, a accès à du financement au moyen des facilités de crédit des fonds privés. Au cours du troisième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a conclu une nouvelle convention de vote avec Brookfield visant à obtenir le contrôle de BGTF Finco LLC, soit l'emprunteur principal aux termes de la facilité de crédit-relais du Brookfield Global Transition Fund. La transaction a été comptabilisée à titre d'acquisition d'actifs.

De temps à autre, afin de permettre à ce que les activités d'investissement soient réalisées en temps opportun et de façon efficace, Énergie Brookfield financera des dépôts ou engagera d'autres coûts et charges (y compris en recourant à des facilités de crédit afin d'utiliser, de soutenir, de garantir ou d'émettre des lettres de crédit) à l'égard d'un investissement qui sera par la suite partagé entre des véhicules, des consortiums ou des sociétés de personnes soutenus par Brookfield (y compris des fonds privés, des coentreprises et des arrangements semblables), Énergie Brookfield et des co-investisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2022, et les montants empruntés portent intérêt au taux interbancaire offert à Londres, majoré d'une marge. Au cours de la période considérée, 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 peut, de temps à autre, placer des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield qui sont remboursables sur demande, y compris les intérêts courus. Au 30 septembre 2022, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant au 31 décembre 2021). La charge d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable et le dépôt de Brookfield Asset Management pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 s'est établie à néant et à moins de 1 million \$ (respectivement 1 million \$ et 2 millions \$ en 2021).

De temps à autre, Brookfield Asset Management Reinsurance Partners L.P. (« Brookfield Reinsurance »), entreprise associée d'Énergie Brookfield, peut participer à des financements et à des financements par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux contractés par Énergie Brookfield, ainsi qu'à des appels publics à l'épargne d'Énergie Brookfield, avec les autres participants du marché. Ces activités sont comptabilisées respectivement dans les emprunts sans recours, les passifs liés à des instruments financiers et les capitaux propres aux états consolidés de la situation financière. Au 30 septembre 2022, les emprunts sans recours totalisant 89 millions \$ étaient attribuables à Brookfield Reinsurance (51 millions \$ en 2021). Brookfield Reinsurance avait pris part à un financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux d'un montant de 7 millions \$ (néant en 2021) et à un placement de parts de société en commandite privilégiées d'Énergie Brookfield de 15 millions \$ (néant en 2021).

Après la clôture du trimestre considéré, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à former un partenariat stratégique avec Cameco visant à acquérir à Brookfield Business Partners (« BBU ») et ses partenaires institutionnels une participation de 100 % dans Westinghouse pour une contrepartie en capitaux propres totalisant 4,5 milliards \$, sous réserve des ajustements de clôture. La transaction a été effectuée dans des conditions normales de concurrence. Se reporter à la note 21, « Événements postérieurs à la date de clôture », pour de plus amples renseignements.

De plus, notre société a conclu de nouvelles conventions avec Brookfield et en a modifié ou résilié d'autres qui sont décrites à la note 29, « Transactions entre parties liées », dans les états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat intermédiaires non audités pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	— \$	6 \$	22 \$	89 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie.....	— \$	— \$	— \$	— \$
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services	—	(2)	(4)	(5)
Services d'assurance ¹	—	(6)	—	(19)
	— \$	(8) \$	(4) \$	(24) \$
Charge d'intérêts				
Emprunts.....	— \$	(1) \$	— \$	(2) \$
Désactualisation du solde des contrats	(2)	(1)	(14)	(10)
	(2) \$	(2) \$	(14) \$	(12) \$
Autres services entre parties liées	(1) \$	(1) \$	(3) \$	(3) \$
Coûts de service de gestion.....	(58) \$	(71) \$	(199) \$	(224) \$

¹⁾ Avant novembre 2021, les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés aux assureurs externes par l'intermédiaire des filiales de Brookfield Asset Management. Les honoraires versés aux filiales de Brookfield Asset Management pour l'exercice 2022 étaient de néant. À partir de novembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire d'une filiale réglementée, a commencé à fournir une couverture de réassurance à des assureurs commerciaux tiers sur certaines entités d'Énergie Brookfield en Amérique du Nord. Les primes et les règlements versés ne figurent pas dans le tableau ci-dessus.

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. Au 30 septembre 2022, dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite dépassaient les niveaux cibles trimestriels de 0,20 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative s'établissait à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,2253 \$ 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 24 millions \$ et 71 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre et des périodes de neuf mois clos le 30 septembre 2022 (respectivement 20 millions \$ et 60 millions \$ en 2021).

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 30 septembre 2022, aucune des actions privilégiées de catégorie A, série 5 et série 6 émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

Billets subordonnés perpétuels

Les billets subordonnés perpétuels sont classés comme une catégorie distincte de participations ne donnant pas le contrôle dans l'état consolidé de la situation financière d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a contracté des intérêts de respectivement 8 millions \$ et 22 millions \$ (respectivement 4 millions \$ et 7 millions \$ en 2021) sur les billets subordonnés perpétuels au cours du trimestre et du semestre clos le 30 septembre 2022. Les intérêts engagés sur les billets subordonnés perpétuels sont présentés à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs.

Au cours du premier trimestre de 2022, Énergie Brookfield a procédé au rachat de toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 5 en circulation pour 72 millions \$ CA, soit 25,25 \$ CA par part de société en commandite privilégiée.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a émis 6 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de série 18 au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 150 millions \$ CA. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 18 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,5 %.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a procédé au rachat de toutes les parts privilégiées de série 11 en circulation en contrepartie de 250 millions \$ CA, soit 25 \$ CA par part.

Capitaux propres des commanditaires, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables

Au 30 septembre 2022, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 308 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, sur une base combinée, ce qui représente environ 48 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et des actions échangeables de BEPC). La participation restante, soit environ 52 %, est détenue par des investisseurs publics.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, Énergie Brookfield a émis respectivement 43 294 et 190 486 parts de société en commandite (respectivement 63 127 et 156 794 parts de société en commandite en 2021) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de respectivement 1 million \$ et 7 millions \$ (respectivement 2 millions \$ et 6 millions \$ en 2021).

Les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé respectivement 3 834 et 11 918 actions échangeables de BEPC (respectivement 4 766 et 14 408 actions échangeables en 2021) au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur de moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2021).

En décembre 2021, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite et ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 13 750 520 parts de société en commandite et 8 610 184 actions échangeables de BEPC, soit 5 % de ses parts de société en commandite ainsi que de ses actions échangeables de BEPC émises et en circulation. Les offres viendront à échéance le 15 décembre 2022, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite ni action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2022 et 2021.

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 chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour de plus amples informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités, lesquelles sont des mesures non conformes aux IFRS, 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 ²		Fonds provenant des activités ¹	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	2 236	2 333	2 445	2 441	212 \$	192 \$	127 \$	119 \$	76 \$	80 \$
Brésil.....	849	552	1 035	1 011	49	34	40	48	31	43
Colombie	1 092	1 045	924	858	65	54	45	40	23	28
	4 177	3 930	4 404	4 310	326	280	212	207	130	151
Énergie éolienne										
Amérique du Nord	725	797	908	975	70	70	46	64	28	48
Europe.....	179	168	190	174	19	18	23	17	20	11
Brésil.....	197	194	210	208	10	10	9	9	7	7
Asie.....	148	107	154	121	10	8	9	5	6	3
	1 249	1 266	1 462	1 478	109	106	87	95	61	69
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	569	556	773	651	104	101	114	91	86	61
Énergie décentralisée et solutions durables¹	445	373	266	258	80	67	52	47	43	39
Siège social	—	—	—	—	—	—	30	6	(77)	(110)
Total.....	6 440	6 125	6 905	6 697	619 \$	554 \$	495 \$	446 \$	243 \$	210 \$

¹⁾ La production réelle comprend 198 GWh (157 GWh en 2021) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Pour une explication des raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique « Présentation au public investisseur ».

²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Produits.....	326 \$	280 \$
Autres produits	7	39
Coûts d'exploitation directs	(121)	(112)
BAIIA ajusté ¹	212	207
Charge d'intérêts.....	(73)	(50)
Impôt exigible.....	(9)	(6)
Fonds provenant des activités.....	130 \$	151 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>4 404</i>	<i>4 310</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>4 177</i>	<i>3 930</i>

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Amérique du Nord								
États-Unis	1 269	1 641	84 \$	69 \$	78 \$	75 \$	52 \$	53 \$
Canada	967	692	61	59	49	44	24	27
	2 236	2 333	74	66	127	119	76	80
Brésil	849	552	58	62	40	48	31	43
Colombie.....	1 092	1 045	60	56	45	40	23	28
Total.....	4 177	3 930	67 \$	61 \$	212 \$	207 \$	130 \$	151 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de déduire l'incidence des achats d'électricité ainsi que tout produit sans production correspondante.

²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 76 millions \$, comparativement à 80 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et de la vigueur des prix du marché, a été plus que contrebalancé par nos initiatives de financement au Canada achevées en 2021 (8 millions \$) visant à financer la croissance.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 31 millions \$ par rapport à 43 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Compte non tenu de la décision favorable à l'égard des volumes de production inférieurs attribués historiquement à nos centrales aux termes du mécanisme de mise en commun centralisé qui a favorisé l'exercice précédent (25 millions \$), les fonds provenant des activités ont beaucoup augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation découle du fait que l'avantage tiré de la production accrue (augmentation de 54 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent) et de la mise en service d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 30 MW au deuxième trimestre de 2022 (2 millions \$ et 31 GWh) a été contrebalancé en partie par une diminution des produits moyens par MWh découlant de la hausse des prix de notre production visée par contrat parce que l'indexation sur l'inflation a été plus que contrebalancée par la baisse des prix de notre production non visée par contrat entraînée par la vigueur sans précédent des ressources hydroélectriques partout au pays.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 23 millions \$ en regard de 28 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 9 % par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent principalement en raison de l'avantage procuré par l'acquisition et la mise en service récentes de centrales (4 millions \$ et 59 GWh), de l'augmentation de la production qui a été supérieure de 18 % à la moyenne à long terme, et de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation et des initiatives de renégociation de contrats, le tout ayant été contrebalancé en partie par une augmentation de la charge d'intérêts attribuable à l'accroissement des initiatives de refinancement. Cette augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2022	2021
Produits	109 \$	106 \$
Autres produits	19	24
Coûts d'exploitation directs	(41)	(35)
BAIIA ajusté ¹	87	95
Charge d'intérêts	(23)	(21)
Impôt exigible	(3)	(5)
Fonds provenant des activités	61 \$	69 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	<i>1 462</i>	<i>1 478</i>
<i>Production (GWh) – réelle</i>	<i>1 249</i>	<i>1 266</i>

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente les résultats au prorata par secteur géographique des activités de production éolienne pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Amérique du Nord								
États-Unis	577	625	99 \$	85 \$	37 \$	53 \$	25 \$	43 \$
Canada	148	172	88	99	9	11	3	5
	725	797	97	88	46	64	28	48
Europe	179	168	145	122	23	17	20	11
Brésil	197	194	52	52	9	9	7	7
Asie	148	107	68	69	9	5	6	3
Total.....	1 249	1 266	93 \$	85 \$	87 \$	95 \$	61 \$	69 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de normaliser l'incidence trimestrielle des prix du marché sur nos actifs à tarifs réglementés en Espagne.

²⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 28 millions \$, comparativement à 48 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Sur une base comparable, déduction faite des ventes d'actifs (24 millions \$ et 63 GWh), l'avantage tiré de la hausse des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation et de la composition des moyens de production a été partiellement contrebalancée par une baisse des ressources.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 20 millions \$, comparativement à 11 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix du marché en Espagne et d'une augmentation des ressources.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 7 millions \$, ce qui est conforme à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, étant donné que l'avantage tiré de l'augmentation des produits moyens par MWh en raison de l'indexation sur l'inflation stipulée dans nos contrats a été complètement contrebalancé par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Asie

Les fonds provenant de nos activités en Asie se sont fixés à 6 millions \$, comparativement à 3 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la croissance attribuable aux nouvelles acquisitions de centrales en Chine (2 millions \$ et 32 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison d'une production accrue de notre portefeuille d'énergie éolienne en Chine.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE DESTINÉE AUX RÉSEAUX PUBLICS AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata des activités de production d'énergie solaire destinée aux réseaux publics pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Produits.....	104 \$	101 \$
Autres produits	35	10
Coûts d'exploitation directs	(25)	(20)
BAIIA ajusté ¹	114	91
Charge d'intérêts.....	(27)	(30)
Impôt exigible.....	(1)	—
Fonds provenant des activités	86 \$	61 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>773</i>	<i>651</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>569</i>	<i>556</i>

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont fixés à 86 millions \$, comparativement à 61 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que l'avantage tiré des récentes acquisitions et mises en service de centrales (2 millions \$ et 71 GWh) et la hausse des prix du marché en Espagne ont été contrebalancés en partie par une baisse des ressources.

ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE ET SOLUTIONS DURABLES AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur énergie décentralisée et solutions durables pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Produits.....	80 \$	67 \$
Autres produits.....	7	—
Coûts d'exploitation directs	(35)	(20)
BAIIA ajusté ¹	52	47
Charge d'intérêts.....	(7)	(8)
Impôt exigible.....	(2)	—
Fonds provenant des activités	43 \$	39 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>266</i>	<i>258</i>
<i>Production (GWh) – réelle².....</i>	<i>445</i>	<i>373</i>

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

²⁾ La production réelle comprend 198 GWh (157 GWh en 2021) provenant des centrales qui n'ont pas de production moyenne à long terme correspondante. Pour une explication des raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et de certaines autres installations, se reporter à la rubrique « Présentation aux parties prenantes ».

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie décentralisée et solutions durables se sont fixés à 43 millions \$, comparativement à 39 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent principalement en raison de l'effet favorable de la croissance de notre portefeuille de production décentralisée.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022	2021
Autres produits	39 \$	14 \$
Coûts d'exploitation directs	(9)	(8)
BAIIA ajusté ¹	30	6
Coûts de service de gestion	(58)	(71)
Charge d'intérêts	(25)	(21)
Distributions sur les parts de société en commandite privilégiées, les actions privilégiées et les billets subordonnés perpétuels	(24)	(24)
Fonds provenant des activités	(77) \$	(110) \$

¹⁾ Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 30 septembre 2022 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
Résultat net	(102) \$	9 \$	73 \$	(34) \$	(6) \$	8 \$	9 \$	25 \$	25 \$	(84) \$	(77) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :.....											
Charge d'amortissement.....	101	23	26	94	15	11	15	69	31	—	385
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(34)	(1)	6	—	8	—	1	(2)	2	(21)	(41)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	126	(1)	(10)	(35)	(3)	—	(1)	(7)	1	(10)	60
Divers ¹	2	2	(1)	16	20	4	2	48	10	73	176
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	58	58
Charge d'intérêts	73	12	67	43	3	8	12	47	20	28	313
Charge d'impôt exigible.....	—	2	26	—	—	1	1	2	1	—	33
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(39)	(6)	(142)	(38)	(14)	(23)	(30)	(68)	(38)	(14)	(412)
BAIIA ajusté	127 \$	40 \$	45 \$	46 \$	23 \$	9 \$	9 \$	114 \$	52 \$	30 \$	495 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement du BAIIA ajusté pour le trimestre clos le 30 septembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
Résultat net	— \$	19 \$	(79) \$	(45) \$	(5) \$	(3) \$	2 \$	32 \$	16 \$	(91) \$	(154) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :.....											
Charge d'amortissement.....	87	20	25	105	25	10	9	66	25	1	373
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(8)	2	152	(8)	2	(1)	1	(4)	(1)	(14)	121
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(3)	4	2	(10)	(1)	4	(1)	(12)	2	(6)	(21)
Divers ¹	4	2	6	29	1	12	4	23	5	21	107
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	71	71
Charge d'intérêts	60	9	29	43	4	7	8	47	16	24	247
Charge d'impôt exigible.....	1	2	15	—	1	1	—	1	1	—	22
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(22)	(10)	(110)	(50)	(10)	(21)	(18)	(62)	(17)	—	(320)
BAIIA ajusté	119 \$	48 \$	40 \$	64 \$	17 \$	9 \$	5 \$	91 \$	47 \$	6 \$	446 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyons pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Perte nette.....	(77) \$	(154) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :.....		
Charge d'amortissement.....	385	373
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(41)	121
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	60	(21)
Divers ¹	176	107
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(260)	(216)
Fonds provenant des activités.....	243 \$	210 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant les fonds provenant des activités attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche des fonds provenant des activités découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 30 septembre :

	2022	2021
Perte de base par part de société en commandite ¹	(0,25) \$	(0,21) \$
Charge d'amortissement.....	0,36	0,35
Perte de change et sur les instruments financiers.....	0,14	—
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(0,08)	0,01
Divers.....	0,21	0,18
Fonds provenant des activités par part ²	0,38 \$	0,33 \$

¹⁾ Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 275,2 millions (274,9 millions en 2021).

²⁾ Pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,9 millions (645,6 millions en 2021), ce qui comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC 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 sources renouvelables 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 croissante. 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, au Brésil, en Europe et dans certains autres pays, selon une moyenne à long terme et au prorata. Le tableau ne tient pas compte des portefeuilles hydroélectriques au Brésil et en Colombie où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil des contrats s'élève à respectivement 90 % et 80 % 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 14 ans (au prorata).

(En GWh, sauf indication contraire)	Solde en 2022	2023	2024	2025	2026
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	1 504	6 510	6 102	5 301	4 765
Canada	830	3 541	3 528	3 528	3 528
	2 334	10 051	9 630	8 829	8 293
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 272	3 137	2 573	2 573	2 519
Canada	392	1 352	1 352	1 352	1 264
	1 664	4 489	3 925	3 925	3 783
Brésil	153	589	589	589	589
Europe	236	917	917	917	917
Asie	105	471	471	471	471
	2 158	6 466	5 902	5 902	5 760
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	440	2 249	2 249	2 244	2 236
Énergie décentralisée et solutions durables	186	922	918	905	897
Production visée par contrat au prorata	5 118	19 688	18 699	17 880	17 186
Production non visée par contrat au prorata	307	2 850	3 839	4 658	5 352
Production moyenne à long terme au prorata	5 425	22 538	22 538	22 538	22 538
Participations ne donnant pas le contrôle	5 249	21 458	21 458	21 458	21 458
Production moyenne à long terme totale	10 674	43 996	43 996	43 996	43 996
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	94 %	87 %	83 %	79 %	76 %
Prix par MWh – production totale au prorata	77 \$	84 \$	87 \$	88 \$	90 \$

¹⁾ Comprend la production de 245 GWh pour 2022, de 1 348 GWh pour 2023, de 918 GWh pour 2024, de 142 GWh pour 2025 et de 161 GWh pour 2026 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 16 ans en Amérique du Nord, à 13 ans en Europe, à 10 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie et à 15 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 prévoyons une incidence positive nette sur les flux de trésorerie.

En ce qui concerne le portefeuille en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non visée par contrat de manière à atténuer le risque hydrologique.

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (44 %), sociétés de distribution (21 %), utilisateurs commerciaux et industriels (20 %) et Brookfield (15 %).

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, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. La grande majorité de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et est à environ 92 % sans recours.

Le tableau suivant présente la structure du capital :

	Siège social		Données consolidées	
	30 septembre 2022	31 décembre 2021	30 septembre 2022	31 décembre 2021
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Facilité de crédit de la société mère ¹	200 \$	— \$	200 \$	— \$
Papier commercial ¹	597	—	597	—
Dette				
Billets à moyen terme ²	1 971	2 156	1 971	2 156
Emprunts sans recours ³	—	—	22 020	19 352
	1 971	2 156	23 991	21 508
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	5 735	6 018
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	11 380	12 303
Actions privilégiées	560	613	560	613
Billets subordonnés perpétuels	592	592	592	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ⁵	760	832	760	832
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	8 679	9 607	8 679	9 607
Total de la structure du capital	12 562 \$	13 800 \$	51 697 \$	51 473 \$
Ratio d'endettement ¹	16 %	16 %	46 %	42 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) ^{1, 6}	8 %	8 %	38 %	33 %

¹⁾ Les ratios d'endettement ne tiennent pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère et des émissions de papier commercial, car ils ne sont pas des sources de financement 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 7 millions \$ (7 millions \$ en 2021), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 2 076 millions \$ (30 millions \$ en 2021) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais contractée auprès d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 128 millions \$ (132 millions \$ en 2021) et des primes non amorties de 129 millions \$ (160 millions \$ en 2021).

⁴⁾ Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

⁵⁾ Le 31 décembre 2021, les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ont été ajustés pour tenir compte du rachat de parts privilégiées de série 5 d'une valeur de 72 millions \$ CA réalisé le 31 janvier 2022.

⁶⁾ Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	468 \$	540 \$
Placements dans des titres négociables.....	197	151
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées.....	2 375	2 375
Emprunts effectués sur les facilités de crédit ¹	(204)	(24)
Facilité de lettres de crédit autorisée ²	500	400
Lettres de crédit émises.....	(311)	(289)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère.....	2 360	2 462
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata.....	490	916
Liquidités disponibles.....	3 515 \$	4 069 \$

¹⁾ Un montant de 4 millions \$ (24 millions \$ en 2021) se rapporte à des lettres de crédit totalisant 1 975 millions \$ émises sur les facilités de crédit de la société mère d'Énergie Brookfield.

²⁾ Après la clôture du trimestre considéré, Énergie Brookfield a porté ses facilités de crédit autorisées de 400 millions \$ à 500 millions \$.

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 sur le plan 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 additionnelle de financement au moyen d'emprunts 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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 septembre 2022			31 décembre 2021		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total
Emprunts de la société mère						
Facilités de crédit	4,1	4	200	s. o.	5	—
Papier commercial.....	3,8	<1	597	s. o.	s. o.	—
Billets à moyen terme.....	3,9	12	1 971 \$	3,9	13	2 156 \$
Emprunts sans recours au prorata ¹						
Hydroélectricité.....	5,9	13	4 744	4,9	12	4 913
Énergie éolienne.....	4,6	9	2 139	3,9	9	2 371
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	4,4	13	2 505	3,3	13	2 736
Énergie décentralisée et solutions durables.....	4,4	9	1 035	3,6	11	996
	5,1	12	10 423	4,2	13	11 016
			13 191			13 172
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties.....			(54)			(28)
			13 137			13 144
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....			(351)			(351)
Participations ne donnant pas le contrôle.....			11 996			8 736
Selon les états financiers IFRS.....			24 782 \$			21 529 \$

¹⁾ Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour de plus amples renseignements sur la dette au prorata.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 30 septembre 2022 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ²	— \$	— \$	— \$	289 \$	— \$	1 682 \$	1 971 \$
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	—	—	5	—	64	—	69
Hydroélectricité	31	374	75	319	278	2 041	3 118
Énergie éolienne	—	—	24	—	88	509	621
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	—	12	33	—	40	544	629
Énergie décentralisée et solutions durables	—	—	37	150	—	213	400
	<u>31</u>	<u>386</u>	<u>174</u>	<u>469</u>	<u>470</u>	<u>3 307</u>	<u>4 837</u>
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	26	101	107	128	158	1 101	1 621
Énergie éolienne	43	177	158	154	146	815	1 493
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	60	140	131	137	129	1 251	1 848
Énergie décentralisée et solutions durables	18	65	70	60	34	377	624
	<u>147</u>	<u>483</u>	<u>466</u>	<u>479</u>	<u>467</u>	<u>3 544</u>	<u>5 586</u>
Total	<u>178 \$</u>	<u>869 \$</u>	<u>640 \$</u>	<u>1 237 \$</u>	<u>937 \$</u>	<u>8 533 \$</u>	<u>12 394 \$</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 et des émissions de papier commercial, 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 7 millions \$ (7 millions \$ en 2021), déduction faite des primes non amorties.

Nous continuons de nous concentrer sur le refinancement des facilités de crédit à très court terme à des conditions acceptables et sur le maintien d'un calendrier d'échéances facile à gérer. Nous n'anticipons pas d'enjeux importants au moment du refinancement, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 2026 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Nous finançons les dépenses d'investissement liées à la croissance à même les flux de trésorerie provenant des activités combinés à de la dette sans recours de manière à respecter des seuils en matière de couverture et de clauses restrictives de première qualité. Nous pouvons ainsi nous assurer que nos placements disposent de structures du capital stables qui sont soutenues par des capitaux propres considérables et que les flux de trésorerie liés à l'actif peuvent être versés librement à notre société. Cette stratégie est le fondement même de notre profil de première qualité.

Pour financer des projets de développement et des acquisitions d'envergure, nous évaluons diverses sources de capitaux, y compris le produit de la vente d'entreprises bien établies, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt et d'actions privilégiées. En outre, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,38 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux et ont toujours plutôt servi et devraient continuer à servir de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme. Nous sommes d'avis que ces sources de capitaux seront suffisantes pour nous permettre de déployer les capitaux nécessaires au financement de la quote-part des transactions d'Énergie Brookfield mentionnées précédemment à la rubrique Croissance et développement de la « Partie 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2022 ».

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 :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation, compte non tenu de la variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement.....	440 \$	353 \$	1 497 \$	1 053 \$
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	2	(58)	4	5
Variation nette des soldes du fonds de roulement.....	(48)	(67)	(366)	(586)
	394	228	1 135	472
Activités de financement	892	(314)	2 069	1 204
Activités d'investissement	(1 233)	89	(3 072)	(1 550)
Perte de change sur la trésorerie	(30)	(10)	(50)	(16)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....	23 \$	(7) \$	82 \$	110 \$

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, compte non tenu de la variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement, se sont établis à respectivement 440 millions \$ et 1 497 millions \$, par rapport à respectivement 353 millions \$ et 1 053 millions \$ en 2021, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours de la période considérée.

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	
	2022	2021	2022	2021
Créances clients et autres actifs courants.....	(100) \$	(158) \$	(408) \$	(441) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	52	28	33	(193)
Autres actifs et passifs	—	63	9	48
	(48) \$	(67) \$	(366) \$	(586) \$

Activités de financement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à respectivement 892 millions \$ et 2 069 millions \$. Notre solide situation financière et l'accès judicieux à diverses sources de financement nous ont permis de financer notre croissance comme il est mentionné ci-après et de dégager un produit net de respectivement 1 313 millions \$ et 3 679 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, provenant de financements du siège social et de financements additionnels sans recours ainsi que de notre émission de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A perpétuelles vertes à taux fixe d'une valeur de 115 millions \$ réalisée au cours du deuxième trimestre de 2022.

Les distributions versées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 aux porteurs de parts s'élevaient à respectivement 228 millions \$ et 686 millions \$ (respectivement 213 millions \$ et 642 millions \$ en 2021). Sur une base annualisée, nous avons porté nos distributions à 1,28 \$ par part de société en commandite en 2022 (1,22 \$ en 2021), soit une hausse de 5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2022. Celles versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts de société en commandite privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à respectivement 252 millions \$ et 1 109 millions \$ (223 millions \$ et 645 millions \$ en 2021) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022. Les apports en capital au titre des participations ne donnant pas le contrôle se sont établis à respectivement 64 millions \$ et 338 millions \$, déduction faite des remboursements de capital effectués au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 ((137) millions \$ et 658 millions \$ en 2021).

Les flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités de financement ont totalisé respectivement 314 millions \$ et 1 204 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021. Notre approche rigoureuse privilégiant des financements de qualité supérieure pour mener nos activités d'investissement nous a permis de générer un produit de 1 668 millions \$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2021, provenant de financements du siège social et de financements additionnels sans recours et de notre première émission de billets subordonnés perpétuels verts d'une valeur de 340 millions \$ réalisée au cours du deuxième trimestre de 2021.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 se sont établis à respectivement 1 233 millions \$ et 3 072 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans notre croissance à hauteur de 1 381 millions \$, notamment dans un portefeuille composé d'une plateforme en développement d'énergie solaire et d'accumulation d'énergie commerciale aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, un exploitant d'actifs de production décentralisée d'une puissance de 500 MW qui détient des actifs en exploitation visés par contrat et en cours de construction aux États-Unis, un portefeuille d'actifs solaires destinés aux réseaux publics d'une puissance de 1,7 GW en développement en Allemagne ainsi que dans une participation de 83 % dans un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 437 MW composé d'actifs en exploitation et en développement de grande qualité au Chili. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris l'acquisition de portefeuilles d'énergie éolienne en exploitation et en développement au Brésil et en Chine d'une puissance de plus de 400 MW, ainsi que la construction d'une centrale d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 200 MW et le rééquipement d'un parc éolien en Oregon d'une puissance de 845 MW, a atteint respectivement 577 millions \$ et 1 478 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021, les flux de trésorerie affectés aux (provenant des) activités d'investissement se sont établis à respectivement 89 millions \$ et 1 550 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons recyclé les capitaux tirés de la vente de portefeuilles éoliens en Europe et aux États-Unis conclue au deuxième et au troisième trimestre de 2021, respectivement d'un montant de 448 millions \$ et de 379 millions \$, en investissant dans des occasions de croissance plus rentables, soit à hauteur de 1 481 millions \$, dans le but de faire l'acquisition, entre autres, d'un portefeuille d'énergie éolienne d'une puissance de 845 MW, d'une plateforme de production décentralisée aux États-Unis composée d'actifs solaires en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW ainsi que d'un portefeuille de projets de développement composé d'actifs en développement de plus de 700 MW et d'une participation de 23 % dans une société de production d'énergie renouvelable d'envergure en Europe détenant une participation dans un portefeuille de projets de développement d'énergie éolienne en mer d'une puissance de 3 000 MW. Notre investissement soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction de projets de développement d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 800 MW, dont des actifs de 357 MW qui ont commencé leurs activités commerciales au cours du trimestre, et le maintien de l'initiative de rééquipement des projets existants, a atteint respectivement 298 millions \$ et 831 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois close le 30 septembre 2021.

ACTIONS, PARTS ET BILLETS EN CIRCULATION

Les actions, les parts et les billets en circulation sont comme suit :

	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Billets subordonnés perpétuels	24 400 000	24 400 000
Parts privilégiées^{2, 3}	38 000 000	44 885 496
Participation de commandité	3 977 260	3 977 260
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	194 487 939	194 487 939
Actions échangeables de BEPC	172 218 488	172 203 342
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	275 084 265	274 837 890
Régime de réinvestissement des distributions.....	190 486	230 304
Échangées contre des actions échangeables de BEPC	11 918	16 071
Solde à la fin de la période	275 286 669	275 084 265
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral⁴	641 993 096	641 775 546

¹⁾ Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 6 849 533 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation; 3 110 531 actions privilégiées de catégorie A, série 2 sont en circulation; 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A, série 3 sont en circulation; 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A, série 5 sont en circulation; et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A, 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 : 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2026); 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); 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), 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation et 6 000 000 de parts privilégiées de série 18 sont en circulation.

³⁾ Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a procédé au rachat de toutes les 2 885 496 parts de société en commandite privilégiées de série 5 en circulation et les 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de série 11 en circulation.

⁴⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et des actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant présente les dividendes et distributions déclarés et versés pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Actions privilégiées de catégorie A	6 \$	6 \$	6 \$	6 \$	19 \$	19 \$	19 \$	19 \$
Billets subordonnés perpétuels	8	4	9	5	22	7	22	5
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	10	14	10	15	33	43	33	44
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	227	197	227	197	1 035	577	1 035	577
Participation de commandité et distributions incitatives	25	21	25	21	75	63	74	62
Parts de société en commandite rachetables/échangeables.....	62	59	62	57	188	176	186	175
Actions échangeables de BEPC.....	55	52	54	52	165	156	165	156
Parts de société en commandite.....	88	84	87	83	267	251	261	249

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

INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

En avril 2021 et en décembre 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur respective de 350 millions \$ et 260 millions \$ à des taux fixes de respectivement 4,625 % et 4,875 %.

Ces billets sont garantis entièrement et inconditionnellement sur une base subordonnée par Brookfield Renewable Partners L.P., BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Europe Holdings Limited, Brookfield Renewable Investments Limited et BEP Subco Inc. (collectivement, les « filiales garantes »). Les autres filiales d'Énergie Brookfield ne garantissent pas ces titres et sont désignées ci-dessus comme les « filiales non garantes ».

Conformément à la *Rule 13-01 de la Régulation S-X de la SEC*, les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées combinées de Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. Et des filiales garantes :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits ¹	— \$	— \$	— \$	— \$
Profit brut.....	—	—	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes	153	28	535	196
Résultat net	137	3	493	189

¹⁾ Le total des produits d'Énergie Brookfield pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 s'est établi à respectivement 1 105 millions \$ et 3 515 millions \$ (respectivement 966 millions \$ et 3 005 millions \$ en 2021).

(EN MILLIONS)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Actifs courants ¹	1 072 \$	1 145 \$
Total de l'actif ^{2, 3}	2 476	2 688
Passifs courants ⁴	7 319	7 710
Total du passif ⁵	7 536	7 710

¹⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 1 061 millions \$ (904 millions \$ en 2021).

²⁾ Aux 30 septembre 2022 et 31 décembre 2021, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 57 388 millions \$ et 55 867 millions \$.

³⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 2 391 millions \$ (2 360 millions \$ en 2021).

⁴⁾ Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 6 516 millions \$ (7 463 millions \$ en 2021).

⁵⁾ Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 6 516 millions \$ (7 463 millions \$ en 2021).

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 à l'heure actuelle 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. Au 30 septembre 2022, les lettres de crédit émises totalisaient 1 123 millions \$ (1 048 millions \$ en 2021).

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2022			2021				2020
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
<i>Production totale (GWh) – MLT</i>	15 097	16 280	15 097	14 946	13 776	16 092	14 099	14 333
<i>Production totale (GWh) – réelle</i>	14 906	16 488	15 196	14 585	13 533	14 683	13 828	13 247
<i>Production au prorata (GWh) – MLT</i>	6 905	8 152	7 414	7 197	6 697	8 356	7 602	7 354
<i>Production au prorata (GWh) – réelle</i>	6 440	7 978	7 425	6 637	6 125	7 013	7 375	6 583
Produits	1 105 \$	1 274 \$	1 136 \$	1 091 \$	966 \$	1 019 \$	1 020 \$	952 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(136)	1	(78)	(57)	(115)	(63)	(133)	(120)
Résultat de base par part de société en commandite	(0,25)	(0,03)	(0,16)	(0,12)	(0,21)	(0,13)	(0,24)	(0,22)
Fonds provenant des activités	243	294	243	214	210	268	242	201
Fonds provenant des activités par part.....	0,38	0,46	0,38	0,33	0,33	0,42	0,38	0,31
Distribution par part de société en commandite.....	0,32	0,32	0,32	0,30	0,30	0,30	0,30	0,29

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 ²		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	8 858	7 911	9 251	9 254	745 \$	614 \$	472 \$	405 \$	325 \$	286 \$
Brésil.....	2 868	2 816	3 040	2 997	142	131	127	129	100	113
Colombie	3 189	2 850	2 738	2 551	205	160	143	117	84	88
	14 915	13 577	15 029	14 802	1 092	905	742	651	509	487
Énergie éolienne										
Amérique du Nord	2 927	2 965	3 264	3 856	241	287	160	224	110	164
Europe.....	633	767	682	826	102	90	102	151	89	134
Brésil.....	424	461	503	502	23	24	19	19	14	13
Asie.....	436	348	426	338	29	24	25	17	16	11
	4 420	4 541	4 875	5 522	395	425	306	411	229	322
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	1 464	1 421	1 859	1 635	297	280	308	231	224	144
Énergie décentralisée et solutions durables¹	1 044	974	708	696	207	188	147	134	118	104
Siège social	—	—	—	—	—	—	38	18	(300)	(337)
Total.....	21 843	20 513	22 471	22 655	1 991 \$	1 798 \$	1 541 \$	1 445 \$	780 \$	720 \$

¹⁾ La production réelle comprend 401 GWh (352 GWh en 2021) provenant des centrales qui ne présentent pas de production MLT correspondante. Pour les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique « Présentation au public investisseur ».

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la section « Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
Résultat net	(110) \$	34 \$	274 \$	(80) \$	36 \$	(1) \$	21 \$	34 \$	87 \$	(217) \$	78 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	309	68	84	289	49	33	46	203	92	2	1 175
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(49)	(2)	37	7	31	3	—	(9)	2	(56)	(36)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	238	(3)	(35)	(62)	(2)	2	(1)	10	(8)	(36)	103
Divers ¹	13	8	(13)	28	32	12	2	102	17	93	294
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	199	199
Charge d'intérêts	220	35	165	122	9	20	37	133	55	77	873
Charge d'impôt exigible	2	8	82	—	2	3	3	5	1	—	106
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(151)	(21)	(451)	(144)	(55)	(53)	(83)	(170)	(99)	(24)	(1 251)
BAIIA ajusté	<u>472</u> \$	<u>127</u> \$	<u>143</u> \$	<u>160</u> \$	<u>102</u> \$	<u>19</u> \$	<u>25</u> \$	<u>308</u> \$	<u>147</u> \$	<u>38</u> \$	<u>1 541</u> \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et d'autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

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 la période close le 30 septembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
Résultat net	(11) \$	43 \$	93 \$	(151) \$	114 \$	(1) \$	7 \$	36 \$	60 \$	(289) \$	(99) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	271	58	78	300	86	30	27	198	71	1	1 120
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(37)	1	168	(16)	—	—	4	(10)	(2)	(40)	68
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	58	—	(29)	12	(8)	8	(1)	(34)	(1)	(27)	(22)
Divers ¹	16	18	39	78	77	12	5	53	13	138	449
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	224	224
Charge d'intérêts	185	26	83	126	19	18	24	135	39	71	726
Charge d'impôt exigible	3	7	35	—	4	3	3	3	2	—	60
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(80)	(24)	(350)	(125)	(141)	(51)	(52)	(150)	(48)	(60)	(1 081)
BAIIA ajusté	405 \$	129 \$	117 \$	224 \$	151 \$	19 \$	17 \$	231 \$	134 \$	18 \$	1 445 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et d'autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans le BAIIA ajusté.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net attribuable aux porteurs de parts fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités et du BAIIA ajusté au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Résultat net	78 \$	(99) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement	1 175	1 120
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(36)	68
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	103	(22)
Divers ¹	294	449
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(834)	(796)
Fonds provenant des activités	780 \$	720 \$

¹⁾ Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et d'autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

²⁾ Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond au BAIIA ajusté d'Énergie Brookfield découlant de participations dans des entreprises associées et des coentreprises qui sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont calculés en fonction de la participation financière détenue par des participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales consolidées. En ajustant le BAIIA ajusté attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, notre société en commandite est en mesure d'éliminer la tranche du BAIIA ajusté découlant des filiales qu'elle ne détient pas entièrement et qui ne sont pas attribuables à notre société en commandite.

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités par part pour les périodes closes les 30 septembre :

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021
Perte de base par part de société en commandite ¹	(0,44) \$	(0,58) \$
Charge d'amortissement.....	1,10	1,09
Perte de change et sur les instruments financiers	0,20	0,10
Recouvrement d'impôt différé	(0,12)	(0,08)
Divers	0,47	0,59
Fonds provenant des activités par part ²	1,21 \$	1,12 \$

¹⁾ Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 275,2 millions (274,9 millions en 2021).

²⁾ Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,8 millions (645,6 millions en 2021), ce qui comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite.

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENT CRITIQUE DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles 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 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, du montant et du moment des frais d'exploitation et du coût en capital, et des taux d'imposition des charges d'impôt futures. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les provisions, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation du goodwill et 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 ». 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 significative. 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

Modification d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* – Référence au Cadre conceptuel

Les modifications ajoutent une exception au principe de comptabilisation d'IFRS 3 afin d'écarter la possibilité de comptabiliser des profits ou pertes au « deuxième jour » découlant de passifs et de passifs éventuels qui entreraient dans le champ d'application d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* ou d'IFRIC 21, *Droits ou taxes*, s'ils étaient contractés de façon distincte. Conformément à l'exception, plutôt que d'appliquer le Cadre conceptuel, les entités doivent appliquer les conditions énoncées respectivement dans IAS 37 ou IFRIC 21 pour établir si, à la date d'acquisition, une obligation actuelle existe. Parallèlement, les modifications apportées ajoutent aussi un nouveau paragraphe à IFRS 3 afin de préciser que les actifs éventuels ne sont pas admissibles à la comptabilisation à la date d'acquisition. Les modifications d'IFRS 3 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2022.

Énergie Brookfield a effectué une évaluation et a mis en œuvre un plan de transition pour tenir compte des incidences et refléter les changements découlant des modifications au principe de comptabilisation d'IFRS 3. L'adoption n'a pas eu d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

Modifications d'IAS 1 – *Présentation des états financiers* (« IAS 1 »)

Les modifications apportées précisent la méthode de classement de la dette et des autres passifs à titre d'éléments courants ou non courants. Les modifications d'IAS 1 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de ces modifications.

Décision de l'IFRS Interpretations Committee – *Dépôts à vue assujettis à des restrictions d'utilisation découlant d'un contrat avec un tiers (IAS 7, Tableau des flux de trésorerie)*

En avril 2022, l'IFRS Interpretations Committee (l'« IFRS IC ») a conclu que les restrictions d'utilisation visant les dépôts à vue découlant d'un contrat avec un tiers ne modifient pas la classification du dépôt à titre de trésorerie, excepté si ces restrictions modifient la nature du dépôt de sorte qu'il ne correspond plus à la définition de trésorerie au sens d'IAS 7, *Tableau des flux de trésorerie*. Dans la situation décrite dans la demande, les restrictions contractuelles visant l'utilisation des montants détenus en vue d'un dépôt à vue ne changeaient pas la nature du dépôt étant donné que l'entité a accès à ces montants sur demande. Par conséquent, l'entité doit comptabiliser le dépôt à vue comme élément de trésorerie et d'équivalents de trésorerie dans les états consolidés de la situation financière et dans le tableau des flux de trésorerie. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de cette décision de l'IFRS IC.

Il n'y a à l'heure actuelle aucune modification future aux IFRS 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 2022 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

Après la clôture du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, s'est engagée à conclure un partenariat stratégique avec Cameco visant à acquérir une participation de 100 % dans Westinghouse. Le capital investi totalisera environ 4,5 milliards \$ et Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, détiendra une participation de 51 %, tandis que la participation de Cameco sera de 49 %. Énergie Brookfield prévoit investir un montant de 750 millions \$ pour acquérir une participation d'environ 17 %. La clôture de la transaction devrait se faire au deuxième semestre de 2023, sous réserve des conditions de clôture habituelles.

Après la clôture du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a établi un partenariat de financement avec une entreprise de captage et de transformation du carbone établie aux États-Unis, laquelle transforme le carbone résiduaire en intrants zéro émission utiles dans les processus industriels pour la production de combustibles, de tissus et d'emballages. Énergie Brookfield a investi 50 millions \$ (montant net de 10 millions \$ pour Énergie Brookfield) sous la forme d'un billet convertible qui assure le droit privilégié d'investir jusqu'à 500 millions \$ de capitaux propres (montant net de 100 millions \$ pour Énergie Brookfield) dans des projets de développement de captage de carbone.

Après la clôture du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu d'investir dans une société de recyclage non diversifiée établie aux États-Unis ayant une capacité de recyclage annuelle totale de 1,3 million de tonnes et un important portefeuille de possibilités de croissance. Énergie Brookfield effectuera un placement initial en titres de 200 millions \$ en capitaux propres privilégiés et disposera du droit privilégié d'investir un montant supplémentaire de 500 millions \$ (montant total de 140 millions \$ pour Énergie Brookfield) visant à soutenir le développement de jusqu'à 19 nouvelles installations de recyclage.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent i) les parts de société en commandite sans droit de vote émises dans le public et détenues par des porteurs de parts publics et par Brookfield, ii) les actions échangeables de BEPC, détenues par des actionnaires publics et par Brookfield, iii) les parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et iv) la participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield.

Les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les actions échangeables de BEPC donnent au porteur d'actions, et les parts de société en commandite rachetables/échangeables à Brookfield, le droit de demander que la totalité ou une tranche de ces actions ou parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Toutefois, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à une telle demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Les porteurs d'actions échangeables de BEPC émises dans le public et Brookfield, en tant que porteur d'actions échangeables de BEPC et de parts de société en commandite rachetables/échangeables, ont 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 toute demande de rachat d'actions échangeables de BEPC et de parts de société en commandite rachetables/échangeables au moyen de parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC et 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 actions échangeables de BEPC, 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.

Production réelle et 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. La production sur une base comparable se rapporte à la production générée par des actifs qui étaient détenus au cours des deux périodes présentées. Pour ce qui est de la Colombie, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le secteur Énergie décentralisée et solutions durables comprend uniquement la production provenant des centrales de production d'énergie décentralisée, d'accumulation par pompage, de cogénération (à l'exclusion de la Colombie) et de biomasse.

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 d'habitude 20 ans. Pour la quasi-totalité de nos actifs hydroélectriques situés au Brésil, la moyenne à long terme est fondée sur le volume de référence d'électricité attribué à nos centrales et est encadrée 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 destinés aux réseaux publics correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire des 14 à 20 dernières années enregistrés à l'emplacement de nos projets, combinés aux données de production réelle au cours de la période d'exploitation.

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

Le risque d'une production insuffisante au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation dans le MRE, 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 dans les Amériques 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 au Brésil 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 aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec les membres du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces mêmes entités. Énergie Brookfield inclut donc les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2021.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont réparties selon les secteurs suivants : 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire destinée aux réseaux publics, 4) énergie décentralisée et solutions durables (production décentralisée, accumulation par pompage, cogénération, captage du carbone et divers, et 5) siège social. L'hydroélectricité et l'énergie éolienne sont de surcroît sectorisées par région, notamment Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie. Cette répartition permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel ont été révisés au cours de l'exercice pour tenir compte des activités du secteur énergie décentralisée et solutions durables d'Énergie Brookfield. Ce secteur se compose d'un portefeuille d'actifs multitechnologiques et de placements sur lequel repose la stratégie globale de décarbonation des réseaux d'électricité partout dans le monde grâce à une production décentralisée et à la prestation d'autres services durables. L'information financière des secteurs opérationnels de la période précédente a été retraitée pour présenter les résultats correspondant au secteur énergie décentralisée et solutions durables.

Nous présentons nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

L'un de nos principaux objectifs est de dégager des flux de trésorerie stables et croissants tout en réduisant au minimum le risque pour toutes les parties prenantes. Nous surveillons notre rendement à cet égard au moyen de trois mesures clés : i) le résultat net; ii) le résultat avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); 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 du résultat net. Se reporter à la « PARTIR 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 – Sommaire des résultats trimestriels historiques ».

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 une perspective des porteurs de parts 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 la participation financière et ne sont pas nécessairement représentatifs du 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 que nous 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.

Sauf indication contraire, l'information à l'égard de la puissance en mégawatts (« MW ») attribuable aux centrales d'Énergie Brookfield, y compris les actifs en développement, est présentée sur une base consolidée, notamment aussi dans le cas des centrales dont Énergie Brookfield détient le contrôle ou sur lesquelles Énergie Brookfield exerce un contrôle conjoint.

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 société 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 son rendement avant l'incidence de la charge d'intérêts, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées et aux porteurs de billets subordonnés perpétuels ainsi que d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, inhabituels ou ne pas faire partie des facteurs utilisés par la direction pour évaluer le rendement d'exploitation. Énergie Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme dans le calcul du BAIIA ajusté afin de fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement réalisé cumulatif des placements, y compris tout ajustement de la juste valeur latente qui a été comptabilisé dans les capitaux propres, mais qui n'est pas reflété dans le BAIIA ajusté de la période considérée.

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.

Fonds provenant des activités

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le résultat 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 d'Énergie Brookfield.

Énergie Brookfield se sert des fonds provenant des activités pour évaluer son rendement avant l'incidence de certains éléments ayant un effet de trésorerie (p. ex. les coûts d'acquisition et d'autres éléments généralement ponctuels) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex. l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante sans effet de 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 n'étant pas représentatifs du rendement des activités sous-jacentes. Dans les états financiers consolidés intermédiaires non audités d'Énergie Brookfield, nous utilisons le modèle de la réévaluation conformément à IAS 16, *Immobilisations corporelles*, selon lequel 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. La direction ajoute l'impôt différé, car, à son avis, cet élément ne reflète pas la valeur actualisée des obligations fiscales réelles qu'elle prévoit qu'Énergie Brookfield engagera 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 d'Énergie Brookfield. Les fonds provenant des activités par part ne sauraient se substituer au résultat par action comme mesure de rendement et ne sont pas représentatifs des montants disponibles aux fins de distribution.

Les fonds provenant des activités ne sont pas une mesure comptable généralement reconnue selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente des fonds provenant des activités de celle utilisée par d'autres entités 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 »). En outre, cette mesure n'est pas utilisée par le principal décideur opérationnel pour évaluer les liquidités d'Énergie Brookfield.

Dettes au prorata

La dette au prorata est présentée en fonction de la quote-part des obligations relatives aux emprunts liés aux participations d'Énergie Brookfield dans diverses entreprises comprises dans le portefeuille. Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. La dette au prorata est présentée parce que la direction est d'avis qu'elle aide les investisseurs et les analystes à estimer la performance globale et à comprendre l'endettement lié spécifiquement à la quote-part d'Énergie Brookfield en fonction du capital qu'elle a investi dans un placement donné. Analysée avec le BAIIA ajusté au prorata, la dette au prorata devrait fournir de l'information utile quant à la façon dont Énergie Brookfield a financé les actifs de ses activités. La direction est d'avis que l'information financière au prorata, lorsqu'elle est lue avec les résultats présentés selon les IFRS d'Énergie Brookfield, y compris la dette consolidée, offre une évaluation plus utile de la performance des activités d'Énergie Brookfield et de la gestion du capital. En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- Les montants de la dette au prorata ne représentent pas l'obligation consolidée relative à la dette sous-jacente d'un placement consolidé. Si un projet donné ne génère pas des flux de trésorerie suffisants pour régler l'intégralité des paiements liés à la dette connexe, la direction peut décider, à sa discrétion, de régler l'insuffisance au moyen d'une injection de capitaux en vue d'éviter un manquement à l'obligation. Une telle insuffisance pourrait ne pas être apparente ou ne pas être équivalente à l'écart entre le BAIIA ajusté au prorata global de l'ensemble des placements compris dans le portefeuille d'Énergie Brookfield et la dette au prorata globale de l'ensemble des placements compris dans le portefeuille d'Énergie Brookfield.
- Les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode pour calculer la dette au prorata.

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

PARTIE 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport 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 figurant dans le présent rapport portent notamment, sans s'y limiter, sur la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière prévue, la future mise en service d'actifs, la production visée par contrat de notre portefeuille, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, la diversification du bassin d'investisseurs d'Énergie Brookfield, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, nos perspectives de croissance future et notre profil de distribution, notre accès aux capitaux ainsi que les distributions et dividende futurs versés aux porteurs de parts de société en commandite et d'actions échangeables de BEPC. 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 », 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 les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport soient fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir 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 ce qui suit : la variation de la disponibilité des ressources 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 CAÉ qui viennent à échéance; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transport; 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; le fait que les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail sont supérieurs aux droits qui nous sont accordés pourrait nuire à nos droits immobiliers relativement à nos installations d'énergie renouvelable éolienne et d'énergie renouvelable solaire destinée aux réseaux publics; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales; notre incapacité de respecter les conditions des permis gouvernementaux ou de conserver de tel permis; les pannes d'équipement, y compris celles relatives aux éoliennes et aux panneaux solaires destinés aux réseaux publics; l'impossibilité d'obtenir le matériel nécessaire, y compris les pièces et les composants de rechange indispensables au développement des projets ou l'augmentation importante des coûts liés à ceux-ci; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus; les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; l'évolution des conditions réglementaires, politiques, économiques et sociales dans les territoires où nous exerçons nos activités; les cas de force majeure; l'évolution défavorable des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie; la fin du programme d'équilibrage hydrologique administré par le gouvernement brésilien ou tout changement apporté à celui-ci; le fait d'être partie à des litiges et autres différends et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; le non-respect par les

contreparties à nos contrats de leurs obligations; le temps et l'argent consacrés à l'exécution de contrats à l'endroit de contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; 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; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; notre dépendance envers des systèmes opérationnels informatisés, qui pourrait nous exposer à des cyberattaques; le fait que les technologies récemment mises au point dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; 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; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; les cas de fraude, de subornation ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou défaillants; notre incapacité à financer nos activités en raison de la conjoncture des marchés financiers; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les ententes relatives à nos prêts, à notre dette et à nos sûretés; la révision de nos cotes de crédit; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les transactions; l'évolution de nos activités actuelles, y compris par l'intermédiaire de placements futurs dans la transition énergétique; notre incapacité à mettre en œuvre la totalité ou certaines de nos mesures de recyclage de capitaux; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de nos opérations ou de nos acquisitions; notre incapacité de développer des projets nouveaux ou de trouver de nouveaux emplacements appropriés pour le développement de projets nouveaux; 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 liés aux arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coentrepreneurs; 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, y compris en raison de conflits d'intérêts; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; l'instabilité politique ou les changements dans les politiques du gouvernement; l'acquisition de sociétés en difficulté financière qui pourraient nous faire courir des risques accrus, y compris celui de devoir engager des frais juridiques supplémentaires et d'autres frais; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; les ventes et émissions futures de nos parts de société en commandite, parts privilégiées ou titres échangeables contre des parts de société en commandite, y compris contre des actions échangeables de BEPC, ou la perception de ces ventes ou de ces émissions, pourraient faire chuter le cours des parts de société en commandite ou des actions échangeables de BEPC; 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 of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield Asset Management et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre manque de moyens distincts de générer des revenus; 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 notre intérêt ou de celui de nos porteurs de parts; l'impact plus vaste des changements climatiques; la défaillance de nos systèmes technologiques; les variations du cours des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC ainsi que les autres facteurs décrits dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F, y compris ceux énoncés à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque ».

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, 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 de plus amples renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F et tout autre risque et facteur décrits dans ce formulaire.

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous préparons nos états financiers conformément aux IFRS. Toutefois, le présent rapport comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités par part qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités 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 (« REALPAC ») et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités ou les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. 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. Un rapprochement de ces mesures non conformes aux IFRS et des mesures 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 ».

Notre rapport de gestion présente un rapprochement du résultat net avec le BAIIA ajusté et es fonds provenant des activités. Nous présentons également, à la note 5, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés intermédiaires non audités, un rapprochement des fonds provenant des activités et du résultat net.

Brookfield Renewable Partners L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP

TSX: BEP.UN