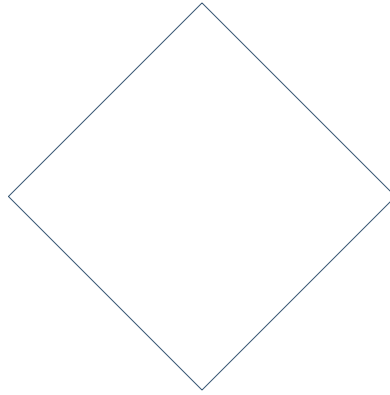


Brookfield



2023

RAPPORT DE GESTION
DU TROISIÈME TRIMESTRE

Brookfield Renewable
Partners L.P.

Rapport de gestion

Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2023

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 a été préparé en date du 3 novembre 2023. 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 Corporation (« Brookfield Corporation »). Brookfield Corporation et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield et sauf indication contraire, y compris Brookfield Asset Management Ltd (« Brookfield Asset Management »), 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, à la livre sterling et au peso colombien. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS 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.sedarplus.ca).

Présentation du rapport de gestion

Partie 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2023	3	Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)	
Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées	6	Dépenses d'investissement	25
Partie 3 – Informations financières consolidées supplémentaires	8	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	26
Résumé des états consolidés de la situation financière	8	Actions, parts et billets en circulation	28
Transactions entre parties liées	9	Dividendes et distributions	29
Capitaux propres	12	Obligations contractuelles	29
Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata	14	Informations financières supplémentaires	29
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre	14	Accords hors état de la situation financière	30
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	19	Partie 6 – Principales informations trimestrielles	31
Profil des contrats	22	Sommaire des résultats trimestriels historiques	31
Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement	23	Partie 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes	36
Structure du capital et liquidités disponibles	23	Partie 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement	38
Emprunts	24	Partie 9 – Mise en garde	43

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2023

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Informations financières choisies				
Produits.....	1 179 \$	1 105 \$	3 715 \$	3 515 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(64)	(136)	(135)	(213)
Perte de base et diluée par part de société en commandite ¹	(0,14)	(0,25)	(0,34)	(0,44)
BAIIA ajusté au prorata ²	507	495	1 652	1 541
Fonds provenant des activités ²	253	243	840	780
Fonds provenant des activités par part ^{2, 3}	0,38	0,38	1,29	1,21
Distribution par part de société en commandite.....	0,34	0,32	1,01	0,96

Information sur l'exploitation

Puissance (MW)	25 902	23 617	25 902	23 617
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme.....	16 800	13 914	52 989	45 291
Production réelle	15 870	14 906	52 698	46 590

Production au prorata (GWh)

Production moyenne à long terme.....	7 112	6 905	23 385	22 471
Production réelle	6 533	6 440	22 316	21 843
Produits moyens (\$ par MWh).....	88	88	88	86

¹⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, le nombre total moyen de parts de société en commandite s'est établi à respectivement 288,8 millions et 280,6 millions (respectivement 275,2 millions et 275,2 millions en 2022).

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 2023, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à respectivement 666,9 millions et 654,2 millions (respectivement 645,9 millions et 645,8 millions en 2022), 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 2023	31 décembre 2022
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles.....	4 392 \$	3 695 \$
Ratio d'endettement – société mère	14 %	11 %
Ratio d'endettement – consolidé.....	38 %	39 %
Emprunts sans recours – consolidé	89 %	91 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt fixe au prorata ¹	97 %	97 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	11 ans
Taux d'intérêt moyen	4,3 %	4,1 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	12 ans	12 ans
Taux d'intérêt moyen	5,4 %	4,9 %

¹⁾ L'exposition totale aux taux variables est de 10 % (10 % en 2022), dont 7 % (7 % en 2022) 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.

Exploitation

Les fonds provenant des activités se sont établis à 253 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, notamment des acquisitions ainsi que des nouveaux projets de développement d'une puissance de 2 800 MW ayant commencé leurs activités commerciales au cours des douze derniers mois;
- la forte disponibilité des actifs de notre portefeuille à l'échelle mondiale;
- la hausse des prix réalisés dans la plupart des marchés, grâce à l'indexation sur l'inflation et aux initiatives commerciales.

Déduction faite de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, des profits ou des pertes de change et sur les dérivés et autres, la perte nette attribuable aux porteurs de parts pour le trimestre clos le 30 septembre 2023 s'est élevée à 64 millions \$.

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

- concluant des contrats visant à fournir une production supplémentaire de 5 700 GWh par année, y compris 4 100 GWh à des acheteurs institutionnels, dont la demande continue à croître.

Situation de trésorerie et sources de financement

Grâce à notre bilan de qualité supérieure, nous avons accès à différentes sources de financement, notamment à du capital d'institutions à capital fermé, ce qui continue à renforcer notre résilience et à nous conférer un avantage stratégique, tout particulièrement dans un contexte de volatilité des marchés.

- Notre situation de trésorerie demeure robuste grâce à des liquidités disponibles atteignant plus de 4,4 milliards \$ à la clôture du trimestre, ce qui nous procure une grande souplesse pour investir dans la croissance, et au fait qu'aucune dette importante ne vient à échéance à très court terme.
- Depuis le début de l'exercice, nous avons conclu des financements de plus de 10 milliards \$ pour l'ensemble des activités, et nous prévoyons mobiliser des fonds supplémentaires de 8 milliards \$ d'ici la fin de l'exercice.
- Au cours des 18 derniers mois, nous avons fait progresser nos activités de recyclage des capitaux, ce qui a généré un produit d'environ 1,4 milliard \$ (montant net d'environ 600 millions \$ pour Énergie Brookfield). Nous nous sommes engagés à conclure la vente d'une centrale d'énergie solaire en Europe d'une puissance de 150 MW que nous avons mise en service au cours de l'exercice pour une contrepartie de 100 millions \$, soit presque le triple du capital investi.

Croissance et développement

Au cours du trimestre, nous nous sommes engagés à investir, avec nos partenaires institutionnels, des capitaux totalisant environ 2,2 milliards \$ (montant net d'environ 450 millions \$ pour Énergie Brookfield) dans de nombreux placements, notamment :

- Nous avons conclu, par l'intermédiaire d'une relation existante, un partenariat avec Axis Energy, développeur d'énergies renouvelables de premier plan en Inde, pour mettre au point une nouvelle plateforme de projets en développement à un stade avancé en Inde d'une puissance de 1,2 GW et une autre plateforme de projets en développement d'une puissance de 5 GW. Dans le cadre de cette entente, nous prévoyons investir jusqu'à 850 millions \$ (montant net pouvant atteindre 170 millions \$ pour Énergie Brookfield) au cours des trois prochaines années dans le but de produire environ 2,5 GW d'énergies éolienne et solaire.
- Après la clôture du trimestre, nous avons convenu d'acquérir Banks Renewables en contrepartie d'environ 600 millions \$ (montant net d'environ 120 millions \$ pour Énergie Brookfield), développeur de projets d'énergie renouvelable de pointe au Royaume-Uni détenant des actifs éoliens terrestres d'une puissance d'environ 260 MW, un portefeuille de projets de développement à très court terme d'une puissance d'environ 800 MW et un portefeuille d'autres projets à un stade avancé d'une puissance de 3 GW.

Nous avons continué de faire évoluer nos transactions de fusion et d'acquisition hautement rentables que nous avons précédemment annoncées :

- Après la clôture du trimestre, nous avons conclu, avec nos partenaires institutionnels, l'acquisition de 50 % de X-Elio, développeur mondial de projets d'énergie solaire, ce qui porte notre participation dans cette société à 100 %. De plus, nous avons conclu l'acquisition de Deriva Energy (auparavant Duke Energy Renewables), l'une des plus importantes plateformes d'énergies renouvelables des États-Unis, qui dispose d'actifs, à la fois en exploitation et en construction, d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'une puissance de 5,9 GW, et d'un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 6,1 GW.
- Dans le cadre de l'acquisition de Westinghouse Electric, nous avons fait des progrès dans l'obtention de l'approbation par les autorités de réglementation et prévoyons remplir les conditions de clôture applicables au cours de la semaine, ce qui nous permettra de conclure rapidement la transaction.
- Nous avons obtenu en octobre les autorisations requises de l'Australian Competition and Consumer Commission visant l'acquisition d'Origin Energy, et avons reçu la recommandation unanime du conseil d'administration d'Origin après que nous avons bonifié notre offre, pour la porter au haut de la fourchette d'évaluation de l'expert indépendant, donnant aux actionnaires d'Origin la possibilité intéressante de réaliser la valeur de leur investissement. Le vote des actionnaires étant prévu pour la fin du mois de novembre, nous prévoyons clore l'acquisition au début de 2024.

Nous avons continué de faire évoluer nos activités de développement :

- Nous continuons à œuvrer activement à l'avancement de projets en adaptant nos activités de développement à la demande croissante d'énergie propre. Pour l'exercice en cours, nous sommes en bonne voie d'atteindre la mise en service d'environ 5 000 MW et respectivement 7 000 et 8 000 MW pour 2024 et 2025. Les capacités mises en service pendant l'exercice devraient dégager un apport supplémentaire d'environ 66 millions \$ en fonds provenant des activités sur une base annuelle et celles qui seront mises en service au cours des deux prochains exercices, un apport combiné supplémentaire de 180 millions \$ en fonds provenant des activités sur une base annuelle.

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	
	2023	2022	2023	2022
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)				
Produits	1 179 \$	1 105 \$	3 715 \$	3 515 \$
Coûts d'exploitation directs	(496)	(344)	(1 322)	(1 060)
Coûts de service de gestion.....	(43)	(58)	(155)	(199)
Charge d'intérêts.....	(370)	(313)	(1 166)	(873)
Charge d'amortissement	(448)	(385)	(1 335)	(1 175)
(Recouvrement) charge d'impôt.....	(21)	8	(64)	(70)
Résultat net	24 \$	(77) \$	352 \$	78 \$
Taux de change moyen pour 1 \$ US				
\$ CA.....	1,34	1,31	1,35	1,28
€.....	0,92	0,99	0,92	0,94
R\$.....	4,88	5,25	5,01	5,13
COP	4 048	4 375	4 413	4 068

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 30 septembre 2023

Les produits totalisant 1 179 millions \$ représentent une augmentation de 74 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités, des ressources supérieures et de l'augmentation des prix réalisés, le tout en partie contrebalancé en partie par une baisse de la production. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 55 millions \$ et 1 189 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 25 millions \$ et la réduction de la production de 325 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 6 millions \$ puisque l'avantage tiré de l'augmentation des prix réalisés dans la plupart des marchés attribuable à l'indexation sur l'inflation et aux initiatives commerciales a été partiellement contrebalancé par la baisse des produits moyens par MWh de nos actifs d'énergies éolienne et solaire en Europe en raison des ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation.

Par rapport à la plupart des autres devises, la dévaluation du dollar américain par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 38 millions \$, qui a été partiellement compensée par l'effet de change défavorable de 25 millions \$ sur les coûts d'exploitation directs et les charges d'intérêts au cours du trimestre.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 496 millions \$ représentent une augmentation de 152 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable principalement aux coûts supplémentaires entraînés par les récentes acquisitions de centrales et la mise en service de celles-ci, qui ont contribué à la croissance de notre entreprise, l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré à nos clients, et la dévaluation susmentionnée du dollar américain, le tout contrebalancé par les ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Les coûts de service de gestion totalisant 43 millions \$ représentent une diminution de 15 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 370 millions \$ représente une augmentation de 57 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des initiatives de financement visant à financer la croissance.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 448 millions \$, ce qui représente une hausse de 63 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, attribuable à la croissance de l'entreprise et à la dévaluation du dollar américain par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Le résultat net s'est élevé à 24 millions \$, soit une augmentation de 101 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison surtout des éléments susmentionnés et de l'avantage tiré d'un profit à la vente d'actifs d'énergie éolienne secondaires comptabilisé au cours du trimestre.

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023

Les produits totalisant 3 715 millions \$ représentent une augmentation de 200 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 163 millions \$ et 4 383 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 51 millions \$ et la réduction de la production de 712 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 158 millions \$ principalement en raison de la hausse des prix réalisés dans la plupart des marchés grâce à l'indexation sur l'inflation et aux initiatives commerciales, le tout ayant été contrebalancé en partie par la baisse des produits moyens par MWh de nos actifs d'énergies éolienne et solaire en Europe en raison des ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués à nos actifs en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation.

Le raffermissement du dollar américain par rapport au peso colombien et au dollar canadien et par rapport à sa valeur à la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits de 70 millions \$, qui a été compensée en partie par l'effet de change favorable de 37 millions \$ sur les charges d'exploitation et d'intérêts de l'exercice.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 322 millions \$ représentent une augmentation de 262 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent étant donné les coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et l'augmentation des achats d'électricité en Colombie, dont le coût est transféré à nos clients, qui ont été contrebalancés en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement et le raffermissement du dollar américain susmentionné.

Les coûts de service de gestion totalisant 155 millions \$ représentent une diminution de 44 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 1 166 millions \$ représente une augmentation de 293 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille, des financements additionnels réalisés au cours de la période correspondante de l'exercice précédent au titre de nos actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et de l'accélération des activités de financement en Amérique du Sud au cours de la période correspondante de l'exercice précédent dans le but de financer la croissance de nos activités.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 335 millions \$, ce qui représente une hausse de 160 millions \$ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, et est attribuable à la croissance de nos activités.

Le résultat net s'est établi à 352 millions \$, soit une augmentation de 274 millions \$ par rapport à l'exercice précédent principalement en raison des éléments susmentionnés et de l'avantage tiré d'un profit à la vente d'actifs d'énergie éolienne secondaires comptabilisé au cours du troisième trimestre.

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 2023	31 décembre 2022
Actifs détenus en vue de la vente	— \$	938 \$
Actifs courants	3 109	4 183
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 707	1 392
Immobilisations corporelles à la juste valeur	56 437	54 283
Total de l'actif	65 563	64 111
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente.....	—	351
Emprunts de la société mère.....	2 712	2 548
Emprunts sans recours.....	21 659	22 302
Passifs d'impôt différé	6 931	6 507
Total du passif et des capitaux propres.....	65 563	64 111
	Taux de change au comptant pour 1 \$ US	
\$ CA	1,36	1,35
€.....	0,95	0,93
R\$.....	5,01	5,22
COP.....	4 054	4 810

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 56,4 milliards \$ au 30 septembre 2023, contre 54,3 milliards \$ au 31 décembre 2022, soit une augmentation de 2,2 milliards \$. L'acquisition, au premier trimestre de 2023, d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Brésil d'une puissance de 136 MW ainsi que nos investissements continus dans le développement d'actifs de production d'électricité ont mené à une augmentation des immobilisations corporelles de 1,9 milliard \$. La dévaluation du dollar américain par rapport au peso colombien et au réal a entraîné une augmentation des immobilisations corporelles de 1,5 milliard \$. Cette augmentation a été contrebalancée partiellement par la charge d'amortissement de 1,3 milliard \$.

Actifs détenus en vue de la vente et passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente et les passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente s'élevaient à respectivement néant et néant au 30 septembre 2023, contre respectivement 938 millions \$ et 351 millions \$ au 31 décembre 2022.

Au premier trimestre de 2023, les partenaires institutionnels d'Énergie Brookfield ont conclu la vente d'une participation de 78 % dans un portefeuille hydroélectrique en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 378 MW, dont une participation de 28 % a été vendue à des sociétés affiliées de Brookfield Corporation. Énergie Brookfield a conservé sa participation de 22 % dans le placement et, par conséquent, n'a reçu aucun produit tiré de la vente. Depuis la conclusion de la vente, Énergie Brookfield n'inclut plus cette participation dans son périmètre de consolidation et en comptabilise l'intérêt selon la méthode de la mise en équivalence.

Au cours du deuxième trimestre de 2023, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie éolienne aux États-Unis qui ont été acquis en 2022.

Au cours du troisième trimestre de 2023, Énergie Brookfield a conclu la vente d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 95 MW et d'une participation de 100 % dans un actif d'énergie solaire en Uruguay d'une puissance de 26 MW.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font dans le cours normal des activités et sont comptabilisées à la valeur d'échange. Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield se font principalement avec Brookfield Corporation et ses filiales.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes d'une unique convention d'achat d'électricité (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 partenaires institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV, au Brookfield Infrastructure Fund V, au Brookfield Infrastructure Income Fund, au Brookfield Global Transition Fund I, au Brookfield Global Transition Fund II et au Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a accès à du financement au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

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 coinvestisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Le 16 juin 2023, Énergie Brookfield a émis 8 200 000 parts de société en commandite et 7 430 000 actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de BEPC (les « actions échangeables ») par voie de prise ferme au prix de 30,35 \$ par part de société en commandite et 33,80 \$ par action échangeable pour un produit brut de 500 millions \$. En même temps, une filiale de Brookfield Reinsurance a acheté 5 148 270 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite (déduction faite de la commission de placement). Le produit brut total du placement et du placement privé simultané s'est établi à environ 650 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 20 millions \$, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes.

Brookfield Corporation a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée de 400 millions \$, qui vient à échéance en décembre 2023, et les montants empruntés portent intérêt au taux Secured Overnight Financing Rate, 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 Corporation. Celle-ci 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 2023, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant au 31 décembre 2022). La charge d'intérêts sur le dépôt et la facilité de crédit renouvelable de Brookfield Corporation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 s'est établie à néant (respectivement néant et moins de 1 million \$ en 2022).

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 30, « Transactions entre parties liées », dans les états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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	
	2023	2022	2023	2022
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	— \$	— \$	12 \$	22 \$
Coûts d'exploitation directs				
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services	(2)	—	(7)	(4)
Charge d'intérêts				
Emprunts.....	(7) \$	— \$	(17) \$	— \$
Désactualisation du solde des contrats	(3)	(2)	(18)	(14)
	(10) \$	(2) \$	(35) \$	(14) \$
Autres				
Produit tiré des distributions	2 \$	— \$	7 \$	— \$
Autres services entre parties liées ¹	4 \$	(1) \$	19 \$	(3) \$
Coûts de service de gestion.....	(43) \$	(58) \$	(155) \$	(199) \$

¹⁾ Comprennent le profit et la (perte) sur les instruments financiers.

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière :

(EN MILLIONS)	Partie liée	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actifs courants			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield	60 \$	54 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	157	105
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	55	18
		<u>212</u>	<u>123</u>
Actifs liés à des instruments financiers			
	Brookfield	167	395
	Brookfield Reinsurance.....	8	—
Actifs non courants			
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield	313	341
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	130	128
Passifs courants			
Passif sur contrat	Brookfield	32	24
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance.....	—	3
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	297	205
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	37	24
	Brookfield Reinsurance.....	307	321
	Distributions à verser sur les parts de société en commandite, les actions échangeables de BEPC, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité		
	Brookfield	40	38
		<u>681</u>	<u>588</u>
Passifs non courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance.....	2	3
Emprunts de la société mère	Brookfield Reinsurance.....	11	7
Emprunts sans recours	Brookfield Reinsurance et entreprises associées	105	93
Autres passifs non courants			
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, Brookfield Reinsurance et entreprises associées et autres	1	1
Montants à payer		673	662
Passif sur contrat	Brookfield	<u>674 \$</u>	<u>663 \$</u>
Capitaux propres			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Brookfield Reinsurance et entreprises associées	11 \$	11 \$

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 2023, 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 28 millions \$ et 83 millions \$ ont été déclarées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 (respectivement 24 millions \$ et 71 millions \$ en 2022).

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 2023, aucune des actions privilégiées de catégorie A, série 5 et série 6 émises n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

En décembre 2022, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 15 décembre 2023 ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Actions privilégiées ERB est autorisée à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries d'actions privilégiées de catégorie A. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2023 et 2022, aucune action privilégiée de catégorie A n'avait été rachetée.

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 8 millions \$ et 22 millions \$ (respectivement 8 millions \$ et 22 millions \$ en 2022) sur les billets subordonnés perpétuels au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023. 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 de société en commandite 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 deuxième trimestre de 2023, Énergie Brookfield a déclaré des distributions trimestrielles au taux annuel fixe de 6,05 % sur les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13, pour une période de cinq ans commençant le 1^{er} mai 2023.

En décembre 2022, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 15 décembre 2023, ou plus tôt si les rachats sont terminés avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A. Les porteurs de parts peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part n'a été rachetée au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos les 30 septembre 2023 et 2022.

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

Le 16 juin 2023, Énergie Brookfield a émis 8 200 000 parts de société en commandite et 7 430 000 actions échangeables de BEPC par voie de prise ferme au prix de 30,35 \$ par part de société en commandite et 33,80 \$ par action échangeable, pour un produit brut de 500 millions \$. En même temps, une filiale de Brookfield Reinsurance a acheté 5 148 270 parts de société en commandite au prix offert des parts de société en commandite (déduction faite de la commission de placement). Le produit brut total du placement et du placement privé simultané s'est établi à environ 650 millions \$. Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 20 millions \$, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes.

Au 30 septembre 2023, Brookfield Corporation et ses sociétés affiliées détenaient une participation directe et indirecte d'environ 47 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Brookfield Corporation détient, directement et indirectement, 304 589 491 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, sur une base combinée, ce qui représente une participation d'environ 46 % 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), tandis que Brookfield Reinsurance Limited détient, directement et indirectement, 8 609 969 parts de société en commandite et actions échangeables de BEPC, sur une base combinée, ce qui représente une participation d'environ 1 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante est détenue par des investisseurs publics.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, Énergie Brookfield a émis respectivement 93 728 et 231 007 parts de société en commandite (respectivement 43 294 et 190 486 parts de société en commandite en 2022) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de respectivement 2 millions \$ et 6 millions \$ (respectivement 1 million \$ et 7 millions \$ en 2022).

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé respectivement 5 150 et 7 725 actions échangeables de BEPC (respectivement 3 834 et 11 918 actions échangeables en 2022) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur de moins de 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2022).

En décembre 2022, 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 13 764 352 parts de société en commandite et 8 610 905 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 2023, ou plus tôt si Énergie Brookfield venait à terminer ses rachats avant cette date. Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, 469 300 parts de société en commandite ont été rachetées et annulées (néant en 2022) pour un coût total de 12 millions \$ (néant en 2022). Le 29 septembre 2023, 100 000 parts de sociétés en commandite supplémentaires ont été rachetées, puis annulées le 4 octobre 2023. Aucune action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2023 et 2022.

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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité										
Amérique du Nord.....	2 543	2 236	2 445	2 445	221 \$	212 \$	138 \$	127 \$	75 \$	76 \$
Brésil	813	849	1 035	1 035	62	49	45	40	38	31
Colombie	705	1 092	892	924	74	65	39	45	16	23
	4 061	4 177	4 372	4 404	357	326	222	212	129	130
Énergie éolienne										
Amérique du Nord.....	742	725	941	908	64	70	93	46	74	28
Europe	161	179	162	190	14	19	9	23	4	20
Brésil	190	197	247	210	12	10	11	9	9	7
Asie	189	148	225	154	13	10	10	9	7	6
	1 282	1 249	1 575	1 462	103	109	123	87	94	61
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	689	569	882	773	83	104	75	114	51	86
Énergie décentralisée et solutions durables¹	501	445	283	266	80	80	50	52	39	43
Siège social.....	—	—	—	—	—	—	37	30	(60)	(77)
Total	6 533	6 440	7 112	6 905	623 \$	619 \$	507 \$	495 \$	253 \$	243 \$

¹⁾ La production réelle comprend 244 GWh (198 GWh en 2022) provenant des centrales qui ne présentent pas de production MLT 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)

	2023	2022
Produits.....	357 \$	326 \$
Autres produits.....	4	7
Coûts d'exploitation directs	(139)	(121)
BAIIA ajusté ¹	222	212
Charge d'intérêts.....	(92)	(73)
Impôt exigible.....	(1)	(9)
Fonds provenant des activités	129 \$	130 \$

Production (GWh) – MLT..... 4 372 4 404

Production (GWh) – réelle..... 4 061 4 177

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 :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté ²		Fonds provenant des activités	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Amérique du Nord								
États-Unis.....	1 749	1 269	85 \$	84 \$	93 \$	78 \$	56 \$	52 \$
Canada.....	794	967	61	61	45	49	19	24
	2 543	2 236	77	74	138	127	75	76
Brésil.....	813	849	76	58	45	40	38	31
Colombie.....	705	1 092	77	60	39	45	16	23
Total.....	4 061	4 177	77 \$	67 \$	222 \$	212 \$	129 \$	130 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité ainsi que des produits 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 75 millions \$, comparativement à 76 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent puisque l'avantage tiré de la hausse des ressources, de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et des initiatives commerciales a été contrebalancé par la composition défavorable des moyens de production découlant de la baisse de la production sur les marchés où les prix contractuels sont plus élevés et par l'augmentation de la charge d'intérêts en raison des initiatives de financement réalisées visant à financer la croissance.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont fixés à 38 millions \$, comparativement à 31 millions \$ en raison surtout de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat, qui a été partiellement contrebalancée par une baisse des ressources.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 16 millions \$, comparativement à 23 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent puisque l'avantage tiré de l'augmentation des produits moyens par MWh attribuable à l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat a été plus que contrebalancé par la diminution des ressources, celles de la période correspondante de l'exercice précédent ayant profité de niveaux hydrologiques bien supérieurs à la MLT (18 %).

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)	2023	2022
Produits.....	103 \$	109 \$
Autres produits.....	56	19
Coûts d'exploitation directs	(36)	(41)
BAIIA ajusté ¹	123	87
Charge d'intérêts.....	(31)	(23)
Impôt exigible.....	2	(3)
Fonds provenant des activités	94 \$	61 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>1 575</i>	<i>1 462</i>
<i>Production (GWh) – réelle.....</i>	<i>1 282</i>	<i>1 249</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 d'énergie éolienne pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh ¹		BAIIA ajusté ³		Fonds provenant des activités	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Amérique du Nord								
États-Unis.....	636	577	66 \$	75 \$	87 \$	37 \$	73 \$	25 \$
Canada.....	106	148	87	88	6	9	1	3
	742	725	69	78	93	46	74	28
Europe ²	161	179	140	145	9	23	4	20
Brésil.....	190	197	63	52	11	9	9	7
Asie.....	189	148	69	68	10	9	7	6
Total.....	1 282	1 249	77 \$	93 \$	123 \$	87 \$	94 \$	61 \$

¹⁾ Les produits moyens par MWh ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence des achats d'électricité.

²⁾ 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.

³⁾ 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 74 millions \$, comparativement à 28 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, grâce à la croissance, y compris de l'achèvement du projet de rééquipement aux États-Unis d'une puissance de 850 MW, de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et du profit sur la vente d'actifs secondaires qui a été partiellement contrebalancée par une baisse des ressources et la diminution des produits moyens par MWh découlant de la composition des moyens de production et de la dévaluation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont établis à 4 millions \$ par rapport à 20 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent étant donné la baisse des produits moyens par MWh découlant des ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués à nos actifs en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation et de l'avantage tiré des initiatives de couverture commerciale de la période correspondante de l'exercice précédent.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont fixés à 9 millions \$, comparativement à 7 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, du fait de la croissance attribuable aux acquisitions de centrales (2 millions \$ et 26 GWh) et de la hausse des produits moyens par MWh découlant de la clause d'indexation sur l'inflation figurant dans nos contrats.

Asie

Les fonds provenant de nos activités en Asie se sont fixés à 7 millions \$, comparativement à 6 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement de la croissance attribuable aux centrales récemment acquises et mises en service en Chine (1 million \$ et 33 GWh).

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)	2023	2022
Produits	83 \$	104 \$
Autres produits	14	35
Coûts d'exploitation directs	(22)	(25)
BAIIA ajusté ¹	75	114
Charge d'intérêts	(28)	(27)
Impôt exigible	4	(1)
Fonds provenant des activités	51 \$	86 \$
<i>Production (GWh) – MLT</i>	<i>882</i>	<i>773</i>
<i>Production (GWh) – réelle</i>	<i>689</i>	<i>569</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 de production d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont établis à 51 millions \$ par rapport à 86 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent puisque l'avantage tiré des nouvelles centrales mises en service (2 millions \$ et 105 GWh) et la hausse des ressources ont été plus que contrebalancés par l'avantage procuré par les initiatives commerciales réalisées au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, et par la baisse des produits moyens par MWh en raison d'ajustements apportés aux tarifs réglementés appliqués à nos actifs en Espagne, ce qui a fait reculer les produits dégagés, mais qui n'a pas eu d'incidence sur la valeur des actifs étant donné la structure de la réglementation.

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)

	2023	2022
Produits.....	80 \$	80 \$
Autres produits.....	4	7
Coûts d'exploitation directs	(34)	(35)
BAIIA ajusté ¹	50	52
Charge d'intérêts.....	(8)	(7)
Impôt exigible	(3)	(2)
Fonds provenant des activités	39 \$	43 \$
<i>Production (GWh) – MLT.....</i>	<i>283</i>	<i>266</i>
<i>Production (GWh) – réelle².....</i>	<i>501</i>	<i>445</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 244 GWh (198 GWh en 2022) provenant des centrales qui ne présentent pas de production MLT 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 ».

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie décentralisée et solutions durables se sont fixés à 39 millions \$, comparativement à 43 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent puisque l'avantage tiré de la croissance en raison des acquisitions récentes et des activités de développement (4 millions \$ et 26 GWh) et de la hausse des ressources a été contrebalancé par une diminution des produits moyens par MWh découlant de la composition des moyens de production et par la baisse de l'apport des centrales d'accumulation par pompage au Royaume-Uni en raison du calendrier d'arrêts d'entretien.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2023	2022
Autres produits.....	46 \$	39 \$
Coûts d'exploitation directs	(9)	(9)
BAIIA ajusté ¹	37	30
Coûts de service de gestion.....	(43)	(58)
Charge d'intérêts.....	(28)	(25)
Distributions sur les parts de société en commandite privilégiées, les actions privilégiées et les billets subordonnés perpétuels	(26)	(24)
Fonds provenant des activités	(60) \$	(77) \$

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 2023 :

(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	(16) \$	8 \$	33 \$	(17) \$	(32) \$	97 \$	12 \$	26 \$	(11) \$	(76) \$	24 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement.....	105	26	34	114	19	13	18	83	35	1	448
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	(29)	(1)	3	18	30	—	1	(17)	4	3	12
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(9)	1	1	(59)	(14)	—	(1)	(29)	(22)	19	(113)
Divers¹	(2)	4	1	12	6	1	—	(14)	17	(17)	8
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	43	43
Charge d'intérêts	75	12	97	40	3	7	14	53	43	26	370
Charge (recouvrement) d'impôt exigible.....	—	2	6	—	1	1	1	(4)	—	2	9
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle².....	14	(7)	(136)	(15)	(4)	(108)	(35)	(23)	(16)	36	(294)
BAIIA ajusté	138 \$	45 \$	39 \$	93 \$	9 \$	11 \$	10 \$	75 \$	50 \$	37 \$	507 \$

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 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 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
(Recouvrement) charge 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	—	70
Divers ¹	2	2	(1)	16	20	4	2	48	10	63	166
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 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 des fonds provenant des activités pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022
Résultat net	24 \$	(77) \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement	448	385
Charge (recouvrement) d'impôt différé	12	(41)
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers	(113)	70
Divers ¹	8	166
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(126)	(260)
Fonds provenant des activités	253 \$	243 \$

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 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 :

	2023	2022
Perte de base par part de société en commandite ¹	(0,14) \$	(0,25) \$
Charge d'amortissement.....	0,38	0,36
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers.....	(0,06)	0,16
Recouvrement d'impôt différé	(0,01)	(0,08)
Divers ²	0,21	0,19
Fonds provenant des activités par part ³	0,38 \$	0,38 \$

¹⁾ Au cours du trimestre clos le 30 septembre 2023, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 288,8 millions (275,2 millions en 2022).

²⁾ 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 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.

³⁾ Pour le trimestre clos le 30 septembre 2023, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 666,9 millions (645,9 millions en 2022), 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. Une grande partie de ces marchés étant visée par contrat, 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 de nos portefeuilles d'actifs 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 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 13 ans (au prorata).

(En GWh, sauf indication contraire)	Solde en 2023	2024	2025	2026	2027
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ¹	1 733	6 926	6 542	5 826	5 333
Canada	830	3 620	3 620	3 620	3 620
	2 563	10 546	10 162	9 446	8 953
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	746	2 963	2 965	2 919	2 792
Canada	320	1 102	1 102	1 031	890
	1 066	4 065	4 067	3 950	3 682
Brésil	176	758	821	821	821
Europe	228	906	905	898	891
Asie	214	614	614	614	622
	1 684	6 343	6 407	6 283	6 016
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	618	2 664	2 659	2 655	2 650
Énergie décentralisée et solutions durables	189	955	949	937	919
Production visée par contrat au prorata	5 054	20 508	20 177	19 321	18 538
Production non visée par contrat au prorata	523	2 714	3 045	3 901	4 684
Production moyenne à long terme au prorata	5 577	23 222	23 222	23 222	23 222
Participations ne donnant pas le contrôle	6 726	27 503	27 503	27 503	27 503
Production moyenne à long terme totale	12 303	50 725	50 725	50 725	50 725
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	91 %	88 %	87 %	83 %	80 %
Prix par MWh – production totale au prorata	80 \$	84 \$	85 \$	86 \$	87 \$

¹⁾ Comprend la production de 391 GWh pour 2023, de 1 442 GWh pour 2024, de 1 360 GWh pour 2025, de 1 171 GWh pour 2026 et de 655 GWh pour 2027 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 15 ans en Amérique du Nord, à 12 ans en Europe, à 10 ans au Brésil, à 4 ans en Colombie et à 14 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 (41 %), sociétés de distribution (22 %), utilisateurs commerciaux et industriels (22 %) 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 sur 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 89 % sans recours.

Le tableau suivant présente la structure du capital :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Données consolidées	
	30 sept. 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2023	31 déc. 2022
Papier commercial ¹	126	249	126	249
Dette				
Billets à moyen terme ²	2 597	2 307	2 597	2 307
Emprunts sans recours ³	—	—	21 701	22 321
	2 597	2 307	24 298	24 628
Passifs d'impôt différé, montant net ⁴	—	—	6 750	6 331
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle.....	—	—	16 770	14 755
Actions privilégiées.....	570	571	570	571
Billets subordonnés perpétuels.....	592	592	592	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	760	760	760	760
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.....	9 627	9 608	9 627	9 608
Total de la structure du capital.....	14 146 \$	13 838 \$	59 367 \$	57 245 \$
Ratio d'endettement ¹	18 %	17 %	41 %	43 %
Ratio d'endettement (valeur de marché) ^{1, 5}	14 %	11 %	38 %	39 %

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 11 millions \$ (8 millions \$ en 2022), déduction faite des primes non amorties.

³⁾ Les emprunts consolidés sans recours comprennent un montant de 739 millions \$ (1 838 millions \$ en 2022) 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 132 millions \$ (124 millions \$ en 2022) et des primes non amorties de 90 millions \$ (105 millions \$ en 2022).

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

⁵⁾ 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 2023	31 décembre 2022
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	506 \$	444 \$
Placements dans des titres négociables	311	211
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées	2 375	2 375
Facilité de lettres de crédit autorisée	500	500
Lettres de crédit émises	(319)	(344)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	2 556	2 531
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	1 019	509
Liquidités disponibles	4 392 \$	3 695 \$

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 2023			31 décembre 2022		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%) ¹	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt (%) ¹	Durée (en années)	Total
Emprunts de la société mère						
Facilités de crédit	s. o.	5	—	s. o.	5	—
Papier commercial	6,0	<1	126	5,1	<1	249
Billets à moyen terme	4,3	10	2 597 \$	4,1	11	2 307 \$
Emprunts sans recours au prorata ²						
Hydroélectricité	5,9	12	5 017	5,7	13	5 150
Énergie éolienne	5,0	8	1 910	4,6	9	1 935
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	4,7	13	2 275	3,6	13	2 367
Énergie décentralisée et solutions durables	5,0	9	944	4,3	9	897
	5,4	12	10 146	4,9	12	10 349
			12 869			12 905
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(58)			(64)
			12 811			12 841
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(602)			(373)
Participations ne donnant pas le contrôle et autres ³			12 162			12 382
Selon les états financiers IFRS			24 371 \$			24 850 \$

¹ Comprend le rendement en trésorerie lié aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.

² Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour de plus amples renseignements sur la dette au prorata.

³ Comprennent les passifs donnant droit à des avantages fiscaux.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 30 septembre 2023 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts¹							
Billets à moyen terme ²	— \$	— \$	295 \$	— \$	368 \$	1 934 \$	2 597 \$
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	—	115	344	322	168	1 398	2 347
Énergie éolienne.....	18	53	—	78	—	488	637
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	9	3	—	41	—	436	489
Énergie décentralisée et solutions durables.....	—	—	158	3	3	270	434
	<u>27</u>	<u>171</u>	<u>502</u>	<u>444</u>	<u>171</u>	<u>2 592</u>	<u>3 907</u>
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité.....	37	157	158	173	146	1 999	2 670
Énergie éolienne.....	38	131	138	132	131	703	1 273
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	43	127	138	128	132	1 218	1 786
Énergie décentralisée et solutions durables.....	18	43	37	31	30	351	510
	<u>136</u>	<u>458</u>	<u>471</u>	<u>464</u>	<u>439</u>	<u>4 271</u>	<u>6 239</u>
Total	<u>163 \$</u>	<u>629 \$</u>	<u>1 268 \$</u>	<u>908 \$</u>	<u>978 \$</u>	<u>8 797 \$</u>	<u>12 743 \$</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 11 millions \$ (8 millions \$ en 2022) 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 2027 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 de créance 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.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022	2023	2022
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation.....	363 \$	394 \$	1 408 \$	1 135 \$
Activités de financement.....	10	892	520	2 069
Activités d'investissement.....	(530)	(1 184)	(1 906)	(2 923)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	(16)	(30)	14	(50)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(173) \$	72 \$	36 \$	231 \$

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 2023 se sont établis respectivement à 363 millions \$ et 1 408 millions \$, par rapport à respectivement 394 millions \$ et 1 135 millions \$ en 2022, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours de la période considérée.

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé respectivement 10 millions \$ et 520 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023. Comme nous l'expliquons ci-après, notre solide situation financière et l'accès judicieux à diverses sources de financement servant à financer la croissance nous ont permis de dégager, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, un produit net de 2 milliards \$, dont l'émission de billets à moyen terme totalisant 400 millions \$ CA (293 millions \$), un financement par capitaux propres totalisant 630 millions \$, déduction faite des coûts de transaction, par voie de prise ferme visant des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC, ainsi qu'un placement privé de parts de société en commandite simultané au cours du deuxième trimestre de 2023.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les distributions versées aux porteurs de parts se sont établies à respectivement 250 millions \$ et 739 millions \$ (respectivement 228 millions \$ et 686 millions \$ en 2022). Sur une base annualisée, nous avons porté nos distributions à 1,35 \$ par part de société en commandite en 2023 (1,28 \$ en 2022), soit une hausse de 5,5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2023. Celles versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts de société en commandite privilégiées, aux porteurs de billets subordonnés perpétuels et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à respectivement 265 millions \$ et 714 millions \$ (252 millions \$ et 1 109 millions \$ en 2022) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement ont totalisé pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 respectivement 892 millions \$ et 2 069 millions \$. Comme nous l'expliquons ci-après, notre solide situation financière et l'accès judicieux à diverses sources de financement nous ont permis de financer notre croissance et de dégager un produit net de respectivement 1 313 millions \$ et 3 679 millions \$ provenant de financements additionnels sans recours de la société mère et d'emprunts auprès de parties liées pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, ainsi que de l'émission de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A perpétuelles vertes à taux fixe d'une valeur de 115 millions \$ au cours du deuxième trimestre de 2022.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à respectivement 530 millions \$ et 1 906 millions \$. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans notre croissance à hauteur de 630 millions \$ (déduction faite des ventes d'actifs), notamment en effectuant des placements dans des plateformes d'énergie renouvelable en Inde, dotées d'actifs en exploitation et en développement d'une puissance de 14 500 MW, un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation au Brésil de 136 MW, une plateforme de production décentralisée détenant un portefeuille de projets en développement au Brésil d'une puissance d'environ 730 MW et un projet de développement d'énergie solaire en Chine d'une puissance de 200 MW. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction d'une centrale d'énergie solaire destinée aux réseaux publics au Brésil d'une puissance de plus de 200 MW, d'une centrale d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Colombie de 100 MW et d'actifs éoliens en Chine de 148 MW ainsi que l'avancement soutenu d'un portefeuille d'énergie décentralisée aux États-Unis de plus de 100 MW et d'actifs éoliens au Brésil et aux États-Unis de 400 MW, a atteint respectivement 604 millions \$ et 1 660 millions \$ pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023, contrebalancé partiellement par un produit de respectivement 178 millions \$ et 629 millions \$ dégagé de la vente d'actifs d'énergies éolienne et solaire secondaires et de titres pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à respectivement 1 184 millions \$ et 2 923 millions \$. Au cours du trimestre, 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 destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'énergie aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, une société de production décentralisée détenant des actifs en exploitation visés par contrat et en cours de construction aux États-Unis d'une puissance de 500 MW et un portefeuille d'actifs solaires en développement destiné aux réseaux publics en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW 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 globale 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.

ACTIONS, PARTS ET BILLETS EN CIRCULATION

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

	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actions privilégiées de catégorie A¹	31 035 967	31 035 967
Billets subordonnés perpétuels	24 400 000	24 400 000
Parts privilégiées²	38 000 000	38 000 000
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		
Solde au début de l'exercice	172 218 098	172 203 342
Émission	7 441 893	27 064
Échangées contre des actions échangeables de BEPC	(7 725)	(12 308)
Solde à la fin de la période	179 652 266	172 218 098
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	275 358 750	275 084 265
Émission	13 348 270	—
Rachat de parts de société en commandite pour annulation	(469 300)	—
Régime de réinvestissement des distributions	231 007	262 177
Émises contre des actions échangeables de BEPC	7 725	12 308
Solde à la fin de la période	288 476 452	275 358 750
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ³	662 616 657	642 064 787

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 2028); 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⁾ 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Actions privilégiées de catégorie A.....	7 \$	6 \$	7 \$	6 \$	20 \$	19 \$	20 \$	19 \$
Billets subordonnés perpétuels.....	8	8	8	9	22	22	22	22
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A.....	11	10	11	10	31	33	31	33
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	240	227	239	227	641	1 035	641	1 035
Participation de commandité et distributions incitatives.....	29	25	30	25	86	75	87	74
Parts de société en commandite rachetables/échangeables.....	66	62	66	62	199	188	197	186
Actions échangeables de BEPC.....	61	55	61	54	180	165	180	165
Parts de société en commandite.....	97	88	93	87	286	267	275	261

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 faites à l'égard de tiers dans le cadre de certaines transactions ou de toutes les garanties données

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 \$ au taux fixe respectif de 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 *Regulation 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	
	2023	2022	2023	2022
Produits ¹	— \$	— \$	— \$	— \$
Profit brut.....	—	—	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes	316	153	456	535
Résultat net	298	137	378	493

¹⁾ Le total des produits d'Énergie Brookfield pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2023 s'est établi à respectivement 1 179 millions \$ et 3 715 millions \$ (respectivement 1 105 millions \$ et 3 515 millions \$ en 2022).

(EN MILLIONS)	30 septembre 2023	31 décembre 2022
Actifs courants ¹	828 \$	820 \$
Total de l'actif ^{2, 3}	2 269	2 253
Passifs courants ⁴	8 075	7 862
Total du passif ⁴	8 090	7 877

¹⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 819 millions \$ (809 millions \$ en 2022).

²⁾ Aux 30 septembre 2023 et 31 décembre 2022, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 65 563 millions \$ et 64 111 millions \$.

³⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 2 174 millions \$ (2 167 millions \$ en 2022).

⁴⁾ Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 7 763 millions \$ (7 408 millions \$ en 2022).

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 2023, les lettres de crédit émises totalisaient 1 559 millions \$ (1 609 millions \$ en 2022).

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 :

	2023			2022			2021	
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)								
<i>Production totale (GWh) – MLT</i>	16 800	18 622	17 636	17 692	15 097	16 280	15 097	14 946
<i>Production totale (GWh) – réelle</i>	15 870	17 798	18 875	16 450	14 906	16 488	15 196	14 585
<i>Production au prorata (GWh) – MLT</i>	7 112	8 403	7 899	7 655	6 905	8 152	7 414	7 197
<i>Production au prorata (GWh) – réelle</i>	6 533	7 543	8 243	6 826	6 440	7 978	7 425	6 637
Produits	1 179 \$	1 205 \$	1 331 \$	1 196 \$	1 105 \$	1 274 \$	1 136 \$	1 091 \$
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(64)	(39)	(32)	(82)	(136)	1	(78)	(57)
Résultat de base et dilué par part de société en commandite	(0,14)	(0,10)	(0,09)	(0,16)	(0,25)	(0,03)	(0,16)	(0,12)
Fonds provenant des activités	253	312	275	225	243	294	243	214
Fonds provenant des activités par part	0,38	0,48	0,43	0,35	0,38	0,46	0,38	0,33
Distribution par part de société en commandite	0,34	0,34	0,34	0,32	0,32	0,32	0,32	0,30

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)				Fonds provenant des activités	
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté ²			
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Hydroélectricité										
Amérique du Nord.....	9 147	8 858	9 247	9 251	830 \$	745 \$	549 \$	472 \$	347 \$	325 \$
Brésil	3 082	2 868	3 063	3 040	181	142	132	127	112	100
Colombie.....	2 619	3 189	2 652	2 738	206	205	134	143	60	84
	14 848	14 915	14 962	15 029	1 217	1 092	815	742	519	509
Énergie éolienne										
Amérique du Nord.....	2 793	2 927	3 468	3 264	222	241	238	160	185	110
Europe	587	633	643	682	89	102	73	102	57	89
Brésil	472	424	561	503	29	23	24	19	19	14
Asie	562	436	688	426	36	29	29	25	19	16
	4 414	4 420	5 360	4 875	376	395	364	306	280	229
Énergie solaire destinée aux réseaux publics.....	1 836	1 464	2 296	1 859	281	297	251	308	168	224
Énergie décentralisée et solutions durables¹.....	1 218	1 044	767	708	240	207	169	147	136	118
Siège social	—	—	—	—	—	—	53	38	(263)	(300)
Total.....	22 316	21 843	23 385	22 471	2 114 \$	1 991 \$	1 652 \$	1 541 \$	840 \$	780 \$

¹⁾ La production réelle comprend 537 GWh (401 GWh en 2022) provenant des centrales qui ne présentent pas de production MLT 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.

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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 :

(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.....	173 \$	27 \$	156 \$	56 \$	(27) \$	98 \$	38 \$	19 \$	68 \$	(256) \$	352 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	314	75	93	345	57	37	55	250	107	2	1 335
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(33)	(2)	7	29	35	(2)	(3)	(12)	(18)	(26)	(25)
Profit de change et sur les instruments financiers.....	(98)	(1)	(8)	(178)	(8)	—	(3)	(55)	(72)	(9)	(432)
Divers¹	9	9	3	(14)	45	7	—	(13)	41	32	119
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	155	155
Charge d'intérêts	256	37	267	141	8	22	41	186	107	101	1 166
Charge d'impôt exigible	1	6	60	1	3	4	5	7	—	2	89
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle²	(73)	(19)	(444)	(142)	(40)	(142)	(104)	(131)	(64)	52	(1 107)
BAIIA ajusté.....	549 \$	132 \$	134 \$	238 \$	73 \$	24 \$	29 \$	251 \$	169 \$	53 \$	1 652 \$

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 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 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 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
(Recouvrement) charge 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)	(20)	119
Divers ¹	13	8	(13)	28	32	12	2	102	17	77	278
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	472 \$	127 \$	143 \$	160 \$	102 \$	19 \$	25 \$	308 \$	147 \$	38 \$	1 541 \$

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 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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS)	2023	2022
Résultat net	352 \$	78 \$
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement.....	1 335	1 175
(Recouvrement) d'impôt différé.....	(25)	(36)
(Profit) perte de change et sur les instruments financiers.....	(432)	119
Divers ¹	119	278
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(509)	(834)
Fonds provenant des activités	840 \$	780 \$

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 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 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. La perte 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 de neuf mois closes les 30 septembre :

	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2023	2022
Perte de base par part de société en commandite ¹	(0,34) \$	(0,44) \$
Charge d'amortissement.....	1,14	1,10
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers.....	(0,19)	0,22
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(0,07)	(0,12)
Divers.....	0,75	0,45
Fonds provenant des activités par part ²	1,29 \$	1,21 \$

¹⁾ Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 280,6 millions (275,2 millions en 2022).

²⁾ Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 654,2 millions (645,8 millions en 2022), 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, des instruments financiers, des passifs d'impôt différé, des passifs relatifs au démantèlement et de la dépréciation du goodwill. 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 d'actifs 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 la période correspondante de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement, ni aucune incertitude connue 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

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 aux termes d'un contrat intervenu avec un tiers ne font plus en sorte que le dépôt n'est plus de trésorerie, sauf 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 mise en 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 inclure 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 a effectué une évaluation et mis en œuvre un plan de transition qui tient compte de l'incidence de la décision provisoire de l'IFRS IC. L'incidence de la décision sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'est traduite respectivement par une augmentation du solde de clôture de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 283 millions \$ et par une diminution de respectivement 49 millions \$ et 149 millions \$ de la trésorerie affectée aux activités d'investissement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022.

Réforme fiscale internationale – modifications d’IAS 12 – modèle de règles du Pilier Deux

En mai 2023, l’IASB a publié des modifications apportées à IAS 12, *Impôt sur le résultat*, octroyant aux entités un allègement obligatoire temporaire concernant la comptabilisation de l’impôt différé prévu par la réforme fiscale internationale proposée par l’Organisation de coopération et de développement économiques (« OCDE »). Les modifications s’appliquent dès leur entrée en vigueur et ce de façon rétrospective selon IAS 8, *Méthodes comptables, changements d’estimations comptables et erreurs*, sauf pour ce qui est de certaines des modifications s’appliquant aux obligations d’information ciblées, lesquelles entreront en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023. Énergie Brookfield a appliqué l’allègement temporaire de comptabilisation et d’informations à fournir concernant les actifs et les passifs différés rattachés aux impôts sur le résultat découlant des règles du Pilier Deux.

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 2024. Énergie Brookfield évalue actuellement l’incidence de ces modifications.

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 2023 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

À la fin du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l’acquisition de la participation de 50 % dans X-Elio qu’elle ne détenait pas encore, pour une contrepartie totale de 918 millions \$ (montant net de 76 millions \$ pour Énergie Brookfield pour une participation d’environ 4 %). Énergie Brookfield détient désormais une participation d’environ 17 % dans ce placement.

Après la fin du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l’acquisition d’une société pleinement intégrée se spécialisant dans le développement et l’exploitation d’actifs d’énergie renouvelable aux États-Unis, qui dispose d’actifs en exploitation et en construction d’une puissance de 5 900 MW et d’un portefeuille de développement d’une puissance de 6 100 MW en contrepartie d’environ 1,08 milliard \$ (montant net de 270 millions \$ pour Énergie Brookfield).

Après la fin du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions additionnelles de Cleanmax d’un montant de 9,8 milliards INR (118 millions \$) (montant net d’environ 2 milliards INR (23,6 millions \$) pour Énergie Brookfield). Cette souscription a fait passer la participation totale à environ 36 % (participation nette d’environ 7 % pour Énergie Brookfield) et procure à Énergie Brookfield un contrôle majoritaire au conseil d’administration.

Après la fin du trimestre, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a convenu d’acquérir un développeur indépendant de premier plan de projets d’énergie renouvelable au Royaume-Uni détenant des actifs éoliens terrestres d’une puissance d’environ 260 MW, un portefeuille de projets de développement à très court terme d’une puissance d’environ 800 MW ainsi que des projets en développement à un stade avancé d’une puissance de 3 GW, pour une contrepartie de 483 millions £ (589 millions \$) (montant net prévu de 97 millions £ (118 millions \$) pour Énergie Brookfield). Sous réserve des conditions de clôture habituelles, la transaction devrait clôturer au quatrième trimestre de 2023.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent 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 la production des centrales de production décentralisée, d'accumulation par pompage, de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre 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 administré par le gouvernement brésilien. Ce programme atténue le risque hydrologique en garantissant à tous les participants qu'ils recevront, à un certain moment, une quantité d'énergie assurée, quel que soit le volume d'énergie réel produit. Le programme répartit le total de l'énergie générée en transférant les surplus des centrales ayant généré un excédent à celles qui génèrent moins que leur énergie assurée. De temps à autre, un faible taux de précipitations dans le réseau du pays pourrait entraîner une diminution temporaire de la production disponible à la vente. Quand une telle situation se produit, nous nous attendons à ce qu'une proportion plus élevée de production thermique soit nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande au pays, ce qui pourrait faire augmenter les prix du marché au comptant dans leur ensemble.

La production des centrales d'accumulation par pompage et de cogénération en Amérique du Nord dépend grandement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces centrales. Notre centrale d'accumulation par pompage en Europe produit de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos centrales alimentées à la biomasse 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 elle a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines participations de production d'énergie renouvelable et de solutions durables, ou elle exerce une influence notable sur celles-ci. 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 Corporation, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises selon IFRS 3, étant donné que Brookfield Corporation 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 manière semblable à une fusion d'intérêts communs, méthode selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les transactions avaient toujours existé. Se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun » de nos états financiers consolidés annuels audités au 31 décembre 2022 pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun.

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, gaz naturel renouvelable, captage et stockage de carbone, recyclage, cogénération et biomasse), 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.

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 « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et à la « PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles – 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 états financiers de montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle n'éteint pas les droits établis d'Énergie Brookfield sur ces éléments pas plus qu'il 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 comptons 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 peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport portent notamment, sans s'y limiter, sur la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résilience des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière prévue, la future mise en service d'actifs, le caractère contractuel de notre portefeuille, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions et de cessions, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, nos perspectives de croissance future et notre profil de distribution, notre accès aux capitaux ainsi que les distributions et les dividendes futurs versés aux porteurs de parts de société en commandite et d'actions échangeables de BEPC. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être repérés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « planifie », « cherche à », « estime », « a l'intention de », « anticipe », « croit », « a tendance à », « continue », « essaie », « susceptible », « principalement », « approximativement », « environ », « vise », « s'efforce », « cible » 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 produire, 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 : des conditions économiques générales et des risques économiques, y compris des variations défavorables des taux d'intérêt, des taux de change, de l'inflation et de la volatilité dans les marchés financiers; la variation de la disponibilité des ressources en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; l'offre, la demande, la volatilité et la commercialisation au sein des marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer, suivant des modalités semblables, les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille ou des variations néfastes du programme d'équilibrage hydrologique (« MRE ») administré par le gouvernement brésilien; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transport; la capacité de respecter, remplacer ou renouveler les concessions, les permis et d'autres approbations gouvernementales nécessaires pour continuer d'exploiter ou de développer nos projets; les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail pourraient être supérieurs à ceux qui nous ont été accordés, ce qui pourrait nuire à nos droits immobiliers réels; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales actuelles et de nos nouveaux projets en développement; les pannes d'équipement et les défis d'approvisionnement; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; 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 à ce programme; 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 des obligations par les contreparties à nos contrats; le temps et l'argent consacrés à faire respecter les contrats par les 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 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; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; 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 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; la pandémie de COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects qu'elle ou n'importe quelle autre pandémie peut avoir; notre incapacité à financer nos activités et à financer la croissance en raison de la conjoncture des marchés des capitaux ou notre capacité à réaliser des mesures de recyclage des capitaux; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les conventions de prêt, de crédit et de sûreté; la révision de nos cotes de crédit; la création d'une dette à multiples paliers au sein de notre structure organisationnelle; l'évolution défavorable des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères au moyen de notre stratégie de couverture ou d'une toute autre façon; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de nos transactions ou de nos acquisitions; l'évolution de nos activités actuelles, y compris au moyen de placements futurs dans les solutions durables; notre incapacité à développer des projets figurant dans notre portefeuille de développement; 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 coentreprises; la décision de Brookfield de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield, 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, y compris sur certains investissements que nous avons faits par l'intermédiaire de nos coentreprises, partenariats, consortiums ou conventions structurées;

l'instabilité politique ou les changements de politique gouvernementale qui nuiraient à nos activités ou à nos actifs; l'acquisition de sociétés en difficulté financière qui pourraient nous faire courir des risques accrus; 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 parts de société en commandite, de parts de société en commandite privilégiées du capital d'Énergie Brookfield ou de titres échangeables contre des parts de société en commandite, y compris les actions échangeables de BEPC, ou même la perception de ces ventes ou émissions pourraient faire chuter le cours des parts de société en commandite ou des actions échangeables de BEPC; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield; notre manque de moyens distincts de générer des revenus; les changements dans la façon dont Brookfield choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; le fait que Brookfield agisse d'une façon qui ne soit pas dans notre intérêt ou de celui de nos actionnaires ou porteurs de parts; le fait d'être considérés comme une société de placement en vertu de la loi Investment Company Act; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; la défaillance de nos systèmes technologiques; les variations du cours des parts de société en commandite et des actions échangeables de BEPC; le rachat, à tout moment, des actions échangeables de BEPC ou, moyennant un préavis, par le porteur des actions de catégorie B; 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 du présent rapport. 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

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 de la définition utilisée par d'autres sociétés ainsi que de la définition utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »). 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 nos activités et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.

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

Brookfield Renewable Partners L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP

TSX: BEP.UN