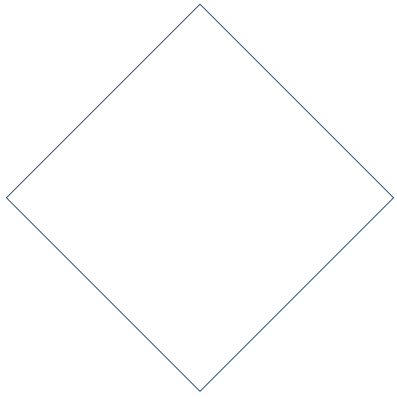
Brookfield



2022

RAPPORT ANNUEL

Brookfield Renewable Partners L.P.

Nos activités

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs et d'autres ententes. À l'échelle de la société, nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales. Nous tenons compte d'actifs que nous pouvons exploiter par l'intermédiaire d'un portefeuille de projets prioritaires en croissance qui, s'il est financé, nous offrirait la possibilité de détenir près de la majorité des parts du marché.

Composé d'actifs d'énergie renouvelable, notre portefeuille diversifié à l'échelle mondiale, qui représente plus de 98 % de nos activités, regroupe une puissance d'exploitation d'environ 25 400 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 69 700 GWh, auquel s'ajoute un portefeuille de projets en développement d'environ 110 000 MW.

Le tableau suivant présente notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable en exploitation au 31 décembre 2022 :

	Réseaux hydrographiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT[1] (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis[2]	30	136	2 905	11 963	2 543
Canada	19	33	1 361	5 178	1 261
	49	169	4 266	17 141	3 804
Colombie[3]	11	17	2 953	15 891	3 703
Brésil	27	43	940	4 811	—
	87	229	8 159	37 843	7 507
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis[4]	—	39	3 652	11 934	—
Canada	—	4	483	1 438	—
	—	43	4 135	13 372	—
Europe	—	42	1 118	2 551	—
Brésil	—	19	457	1 950	—
Asie	—	21	1 225	3 104	—
	—	125	6 935	20 977	—
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	—	149	3 957	8 476	—
Énergie décentralisée et solutions durables					
Production décentralisée[5]	—	6 238	2 055	2 439	—
Accumulation et divers[6]	2	23	4 271	—	5 220
	2	6 261	6 326	2 439	5 220
	89	6 764	25 377	69 735	12 727

1) La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2022, en tenant compte de toutes nos installations sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

2) Comprend une centrale de stockage par batteries en Amérique du Nord (20 MW).

3) Comprend deux centrales éoliennes en Colombie (32 MW).

4) Comprend une centrale de stockage par batteries en Amérique du Nord (10 MW).

5) Comprend neuf centrales à piles à combustible en Amérique du Nord (10 MW).

6) Comprend les centrales d'accumulation par pompage en Amérique du Nord (633 MW) et en Europe (2 088 MW), quatre centrales alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW), une centrale de cogénération en Colombie (300 MW), une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW) et deux centrales de cogénération en Europe (124 MW).

Nous avons récemment effectué des investissements prudents et structurés au sein de notre portefeuille de solutions durables, se composant de catégories d'actifs de transition émergents, qui nous permettront d'être en bonne posture pour saisir, grâce à nos investissements initiaux, des occasions d'investissement d'envergure en matière de décarbonation à l'avenir. Ce portefeuille comprend des placements dans des sociétés qui détiennent des actifs de captage et de stockage de carbone (« CSC ») en exploitation totalisant 47 000 tonnes métriques par an, des actifs de production de gaz naturel renouvelable (« GNR ») de source agricole ayant une capacité de production de 3 millions de millions métriques d'unités thermiques britanniques (« MMBtu ») par an et plus de 1 million de tonnes de matériaux recyclés. Notre portefeuille de projets en développement durable comprend des possibilités d'investissement dans des projets de CSC d'une capacité pouvant s'élever à 8 millions de tonnes métriques par an, 19 centres de récupération de matériaux qui produiraient 2 millions de tonnes de matériaux recyclés et 70 digesteurs d'une capacité de production annuelle de plus de 3 millions de MMBtu de GNR.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 décembre 2022 :

PRODUCTION (GWh)[1]	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 402	3 469	2 171	2 921	11 963
Canada	1 235	1 489	1 236	1 218	5 178
	4 637	4 958	3 407	4 139	17 141
Colombie	3 632	3 985	3 881	4 393	15 891
Brésil	1 183	1 198	1 214	1 216	4 811
	9 452	10 141	8 502	9 748	37 843
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 212	3 138	2 631	2 953	11 934
Canada	400	345	273	420	1 438
	3 612	3 483	2 904	3 373	13 372
Europe	772	553	496	730	2 551
Brésil	371	494	606	479	1 950
Asie	737	760	776	831	3 104
	5 492	5 290	4 782	5 413	20 977
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	1 965	2 219	2 380	1 912	8 476
Énergie décentralisée et solutions durables	481	714	719	525	2 439
Total	17 390	18 364	16 383	17 598	69 735

1) La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2022, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille **au prorata** et pour chaque trimestre au 31 décembre 2022 :

PRODUCTION (GWh)[1]	T1	T2	T3	T4	Total
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 225	2 359	1 466	1 950	8 000
Canada	1 010	1 210	980	959	4 159
	3 235	3 569	2 446	2 909	12 159
Colombie	875	960	935	1 059	3 829
Brésil	1 007	1 020	1 034	1 036	4 097
	5 117	5 549	4 415	5 004	20 085
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	956	944	782	957	3 639
Canada	324	283	225	340	1 172
	1 280	1 227	1 007	1 297	4 811
Europe	275	207	172	250	904
Brésil	126	168	210	165	669
Asie	178	187	191	201	757
	1 859	1 789	1 580	1 913	7 141
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	583	789	833	551	2 756
Énergie décentralisée et solutions durables	179	277	274	182	912
Total	7 738	8 404	7 102	7 650	30 894

1) La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2022, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos centrales d'accumulation par pompage et certaines de nos autres installations, se reporter à la rubrique 5.A « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

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

Le présent rapport annuel renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport annuel et dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada. Se reporter à la « Partie 10 – Mise en garde ». Nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS dans le présent rapport annuel. Se reporter à la « Partie 10 – Mise en garde ». Le présent rapport annuel, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse https://bep.brookfield.com, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Lettre aux porteurs de parts

À nouveau, nous tournons la page sur un exercice réussi, tout au long duquel nous avons pu observer une performance financière robuste à l'échelle de l'entreprise. D'ailleurs, la croissance moyenne annuelle à deux chiffres de nos fonds provenant des activités se poursuit depuis plus de dix ans. Nous avons convenu de déployer des capitaux supérieurs à nos objectifs, afin de prendre de l'expansion sur tous les marchés où nous menons nos activités, tout en élargissant nos activités liées aux énergies renouvelables de façon spectaculaire et en réalisant nos premiers placements de transition. De plus, nos activités de développement ont dégagé un rendement record grâce à des projets en construction et à un stade avancé d'une puissance de 19 000 mégawatts et nous avons augmenté notre portefeuille de développement mondial de près de 110 000 mégawatts.

À l'aube de 2023, nos activités connaissent un essor considérable. Nous demeurons parmi les plus importants propriétaires, exploitants et bâtisseurs d'actifs de production d'énergie propre au monde, affichant d'excellentes perspectives de croissance et des flux de trésorerie assortis de clauses d'indexation sur l'inflation s'appuyant sur des durées contractuelles moyennes pondérées supérieures à dix ans.

D'un point de vue prospectif, la décarbonation constitue désormais un objectif principal fermement établi de l'économie mondiale. Figurant parmi les chefs de file de la production d'énergie propre à l'échelle mondiale et disposant de capacités d'exploitation étendues et d'accès aux capitaux, nous sommes particulièrement bien placés pour tirer profit des possibilités d'investissement en décarbonation les plus intéressantes à l'échelle mondiale.

Compte tenu de notre excellent rendement financier et opérationnel, de nos liquidités robustes et de nos perspectives positives à l'égard de l'entreprise, nous sommes heureux d'annoncer une hausse de 5,5 % de nos distributions, ce qui porte la distribution annualisée à 1,35 $ par part. Énergie Brookfield enregistre ainsi une croissance annuelle de ses distributions d'au moins 5 % pour la douzième année d'affilée depuis qu'elle a fait son introduction en bourse en 2011.

Voici les faits saillants de l'exercice :

- Nous avons généré des fonds provenant des activités de plus de 1,0 milliard $, ou 1,56 $ par part, soit une augmentation de 8 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la stabilité de nos flux de trésorerie contractuels de première qualité assortis de clauses d'indexation sur l'inflation, à la croissance interne et aux initiatives commerciales ainsi qu'à l'apport des acquisitions.

- Nous avons poursuivi l'avancement des principales priorités d'affaires, notamment par l'obtention de contrats pour la production de plus de 11 000 gigawattheures par année, maintenant ainsi notre approche visant à établir des partenariats mondiaux avec les plus grands acheteurs institutionnels d'énergie verte.

- Nous maintenons une cadence accélérée dans nos activités de développement, de nouveaux projets d'une puissance d'environ 3 500 mégawatts ayant été mis en service, qui devraient générer un apport annuel aux fonds provenant des activités annualisés de 45 millions $. Nous poursuivons la réalisation des projets en construction et des projets en développement à un stade avancé de notre portefeuille d'une puissance de 19 000 mégawatts qui, combinés à notre portefeuille de solutions durables, devraient générer un apport annuel aux fonds provenant des activités annualisés de près de 235 millions $ pour Énergie Brookfield une fois mis en service.

- Nous avons investi, ou convenu d'investir, des capitaux pouvant atteindre 12 milliards $ (montant net de 2,8 milliards $ pour Énergie Brookfield) dans plusieurs transactions et régions.

- Nous continuons d'afficher un bilan solide et avons conclu des financements d'environ 10 milliards $, ce qui nous a permis de dégager un produit de 2 milliards $ (montant net de 1,2 milliard $ pour Énergie Brookfield) tiré de financements supplémentaires et de renforcer nos liquidités, qui s'établissent à 3,7 milliards $, tout en continuant de réduire au minimum notre exposition aux taux d'intérêt variables ou aux échéances à très court terme.

- Nous avons conclu ou fait avancer des activités de recyclage d'actifs de l'ordre de 4,6 milliards $ (montant net de 1,6 milliard $ pour Énergie Brookfield).

Une année record en matière de croissance

L'année 2022 est l'année de tous les records en matière de croissance. Nous avons investi, ou convenu d'investir, jusqu'à 12 milliards $ (montant net de 2,8 milliards $ pour Énergie Brookfield), qui seront déployés au cours des cinq prochaines années, ce qui représente près de la moitié de nos cibles de croissance pour la période. Nous avons investi dans toutes les catégories principales d'actifs de décarbonation, notamment dans la production d'énergie éolienne et solaire destinée aux réseaux publics, de production décentralisée, d'énergie nucléaire, de stockage par batterie et de transition énergétique. Cela nous permet d'être en bonne posture pour dépasser tant nos cibles de croissance que nos cibles de rendement.

Dans le domaine des énergies renouvelables, l'environnement d'investissement demeure hautement attrayant. La demande en énergie propre des entreprises, le profil d'énergie à faible coût, l'électrification et l'indépendance sur le plan énergétique demeurent des tendances clés qui accélèrent le déploiement de la production d'énergie renouvelable. Notre approche rigoureuse en matière d'investissement, notre longue expérience comme propriétaires et exploitants d'actifs de production d'énergie propre et notre accès à des capitaux d'envergure nous confèrent une position de chef de file. Notre feuille de route prouve que nous sommes tout à fait à même de saisir certaines des occasions à grande échelle les plus attrayantes et nous prévoyons pouvoir maintenir cette stratégie à l'avenir.

En ce qui concerne les projets de développement d'énergie renouvelable, nous avons convenu d'investir des capitaux pouvant atteindre 6,4 milliards $ (montant net d'environ 1,4 milliard $ pour Énergie Brookfield) dans des initiatives de croissance interne au sein de nos activités existantes et dans l'acquisition de nouvelles plateformes complémentaires bonifiant notre offre de services actuelle. Nous avons investi dans trois grandes entreprises de développement d'énergie renouvelable aux États-Unis : Urban Grid, Standard Solar et Scout Clean Energy. Grâce à ces investissements, nous continuons à accroître notre présence aux États-Unis, qui demeure notre plus grand marché où sont exploités et développés environ 74 000 mégawatts. Grâce à l'*Inflation Reduction Act* et à la forte demande des entreprises, nous œuvrons activement à l'avancement de projets de développement aux États-Unis, ce qui permet d'améliorer les perspectives de croissance de ces entreprises bien au-delà de notre investissement initial.

Depuis cette période l'an dernier, notre portefeuille mondial de développement d'énergie renouvelable a presque doublé, pour atteindre près de 110 000 mégawatts aujourd'hui. À l'intérieur de ce portefeuille se trouvent des projets de 19 000 mégawatts à un stade avancé et prêts à construire. Ils représentent une valeur significative sur le terrain et alimenteront d'importants flux de trésorerie une fois terminés. De plus, notre parc d'actifs mondial et diversifié sur le plan technologique fait de nous un partenaire de choix auprès des sociétés multinationales en quête de solutions énergétiques à grande échelle et faibles en carbone.

Nous avons également formé un partenariat stratégique avec Cameco pour faire l'acquisition de Westinghouse, l'une des plus importantes entreprises de services d'énergie nucléaire au monde. Nous croyons que l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité sont les seules formes propres de production d'énergie de base produite sur demande, et qu'elles constitueront un grand catalyseur de croissance des énergies solaire et éolienne intermittentes. Fabricant d'équipements d'origine de premier plan et fournisseur de produits et de services essentiels de la moitié du portefeuille de production d'énergie nucléaire à l'échelle mondiale, Westinghouse est un acteur prépondérant dans le domaine de la transition énergétique. Nous prévoyons que la participation totale en capitaux propres sera d'environ 4,5 milliards $ (montant net pouvant atteindre 750 millions $ pour Énergie Brookfield). Avec nos partenaires institutionnels, nous y détiendrons une participation de 51 % et Cameco, une participation de 49 %. Westinghouse est bien positionnée pour tirer avantage du dynamisme croissant du secteur de l'énergie nucléaire à l'échelle mondiale, et la clôture de la transaction devrait se faire au cours du deuxième semestre de 2023.

Enfin, nous avons ajouté de nouvelles catégories d'actifs de transition à croissance élevée qui complètent nos principaux actifs d'énergie renouvelable, notamment le captage et le stockage de carbone, le recyclage et le gaz naturel renouvelable, grâce à de petits investissements initiaux réalisés de concert avec des partenaires chevronnés. Ceux-ci nous offrent une protection contre le risque de perte de valeur, la possibilité d'investir à nouveau et un rendement de capital investi potentiellement très avantageux. Parmi ces investissements, mentionnons celui dans California Bioenergy, société californienne de premier plan qui détient, exploite et développe des actifs de production de gaz naturel renouvelable. Nous y avons investi un montant initial de 150 millions $ (montant net de 30 millions $ pour Énergie Brookfield) dans une structure convertible protégée contre le risque de perte de valeur et disposons du droit privilégié d'investir un montant supplémentaire allant jusqu'à 350 millions $ (montant net de 70 millions $ pour Énergie Brookfield) afin d'appuyer le développement de nouveaux actifs de production de gaz naturel renouvelable agricole. La plupart d'entre eux sont assortis de contrats d'enlèvement auprès de clients institutionnels que nous connaissons par l'intermédiaire de notre plateforme axée sur l'énergie renouvelable.

Notre accès aux capitaux est devenu de plus en plus précieux

Depuis de nombreuses années, nous affirmons que notre solide situation financière et notre capacité d'investir grâce à des capitaux institutionnels d'envergure représentent un avantage concurrentiel d'importance.

Tout au long de notre histoire, nous avons eu pour priorité la capitalisation des activités à l'aide d'un solide bilan de qualité supérieure au moyen de dette à long terme sans recours et en maintenant de hauts niveaux de liquidité. Nous fonctionnons de cette manière depuis de nombreuses années, tout en veillant à maintenir un profil financier à faible risque et en nous concentrant sur la solidité et la flexibilité financières. Nous sommes conscients que ce sont souvent des éléments négligés par les investisseurs dans l'équation risques-avantages, en particulier durant les périodes d'expansion. Toutefois, nous croyons que ces éléments constituent la pierre d'assise de notre réussite à long terme et que, au fil du temps, ils contribuent de manière significative à la composition de nos flux de trésorerie et au rendement total que dégagent nos parts.

De plus, notre structure d'investissement conjuguée aux fonds privés de Brookfield fournit un accès à des capitaux institutionnels à long terme d'envergure, nous permettant ainsi de cibler des occasions de taille où la concurrence est souvent limitée. Grâce à cela et au potentiel de nos plateformes, nous pouvons tirer parti d'occasions de décarbonation parmi les plus vastes et les plus attrayantes qui soient, ce qui nous confère une position nous permettant de dégager de solides rendements ajustés au risque.

L'intérêt des investisseurs à l'égard de la transition énergétique demeure très fort. Nous avons observé une importante volonté de la part des institutions d'investir auprès de propriétaires, d'exploitants et d'investisseurs d'expérience de notre calibre. La réussite du premier fonds de transition de Brookfield

s'élevant à 15 milliards $ l'a prouvé : il s'est établi comme le plus grand fonds privé du globe visant à favoriser la transition mondiale vers une économie carboneutre. L'un des éléments clés de la stratégie du fonds privé de Brookfield est l'établissement de relations avec des sources importantes de financement privé à long terme qui recherchent l'occasion d'investir avec nous, tant en investissant dans nos fonds privés qu'en devenant nos co-investisseurs. Ce programme de co-investissement renforce notre accès aux capitaux et fournit une autre source de liquidité.

À l'heure actuelle sur le marché, où l'accès aux capitaux est limité chez certains participants, cela devient un avantage concurrentiel d'autant plus significatif. Les capitaux institutionnels renforcent notre capacité d'investir dans de grandes entreprises et d'atteindre de solides résultats qui maximisent le rendement à long terme chez l'ensemble de nos investisseurs. L'ampleur de notre fonds de transition, ainsi que nos relations institutionnelles et les capitaux qui en découlent, constitue un autre volet important dans notre stratégie de financement dont nous continuerons de tirer profit au fil de la croissance de nos activités.

Résultats d'exploitation

Nos activités sous-jacentes continuent de réaliser un excellent rendement. Au cours de l'exercice, nous avons dégagé des fonds provenant des activités de plus de 1,0 milliard $, ou 1,56 $ par part, traduisant un rendement solide et une augmentation de 8 % par rapport à la même période de l'exercice précédent. Nos activités ont tiré parti de la vigueur des prix de l'électricité à l'échelle mondiale ainsi que d'une croissance continue grâce au développement et aux acquisitions d'actifs.

Nos activités reposent sur des flux de trésorerie de grande qualité provenant en grande partie de notre portefeuille d'actifs hydroélectriques pérennes, qui est devenu une source de plus en plus précieuse d'énergie de base propre, au fur et à mesure que d'autres sources d'énergie plus intermittente arrivent sur le marché. Compte tenu de notre portefeuille de production de plus de 5 000 gigawattheures ouverte à la renégociation au cours des cinq prochaines années et de la vigueur des prix de notre portefeuille d'actifs hydroélectriques, nous bénéficions, à l'échelle du portefeuille, d'une importante capacité de mener à bien des contrats rentables qui devraient accroître les fonds provenant des activités et créer une source de financement à faible coût pour assurer notre croissance.

Les fonds provenant des activités de notre secteur hydroélectricité se sont établis à 667 millions $. Nos actifs hydroélectriques continuent d'afficher, à l'échelle mondiale, des flux de trésorerie solides grâce à la diversification accrue de nos actifs, à nos conventions d'achat d'électricité assorties de clauses d'indexation sur l'inflation et à notre capacité à obtenir des prix soutenus pour notre électricité.

Nos secteurs énergie éolienne et solaire ont dégagé des fonds provenant des activités totalisant 579 millions $. Nous continuons de tirer avantage de l'apport des acquisitions et de la diversification de notre parc d'actifs grâce à des conventions d'achat d'électricité à long terme, ce qui génère des produits stables. Notre secteur énergie décentralisée et solutions durables a dégagé des fonds provenant des activités de 154 millions $ grâce aux acquisitions et à la croissance interne à l'échelle du portefeuille.

De plus, nous avons accru l'ampleur de nos activités de développement, doublant presque notre portefeuille de projets de production d'énergie renouvelable de 62 000 mégawatts l'an dernier à près de 110 000 mégawatts aujourd'hui. En 2022 seulement, nous avons mis en service des actifs dégageant une puissance d'environ 3 500 mégawatts, notamment par l'achèvement du projet de rééquipement des éoliennes de Shepherds Flat d'une puissance de 850 mégawatts, dans les délais impartis et sans dépassement budgétaire.

En outre, nous avons d'excellentes perspectives en ce qui concerne notre portefeuille de projets de développement à très court terme, comprenant des projets d'une puissance de près de 5 000 mégawatts qui représentent des sommes considérables sur le terrain, que nous prévoyons réaliser au cours du prochain exercice et pour lesquels nous avons obtenu la quasi-totalité du financement nécessaire. Par ailleurs, parmi nos projets de développement à un stade avancé restants, plus de 14 000 mégawatts sont pratiquement sans risque. Combinés à notre portefeuille de solutions durables, ces projets devraient ajouter environ 235 millions $ aux fonds provenant des activités dégagés par un niveau de production supplémentaire une fois mis en service.

État de la situation financière et liquidités

Notre situation financière demeure excellente et nos liquidités disponibles sont robustes, offrant une grande flexibilité dans le cadre du financement de notre croissance. Nous faisons preuve de résilience face à la hausse des taux d'intérêt à l'échelle mondiale, car plus de 90 % de nos emprunts, d'une durée moyenne restante de 12 ans, sont sans recours à l'égard des projets, nous n'avons aucune dette importante venant à échéance au cours des cinq prochaines années et notre exposition aux emprunts à taux variable n'est que de 3 %.

Malgré la volatilité des marchés, notre accès à des sources de financement imposantes et diversifiées continue à nous distinguer de la concurrence. Nos liquidités disponibles d'environ 3,7 milliards $ nous offrent une grande souplesse financière au cours des périodes de pénurie des capitaux. Au cours de l'exercice, nous avons conclu des financements d'environ 10 milliards $ pour l'ensemble des activités, soit un produit tiré de financements additionnels d'environ 2 milliards $ (montant net de 1,2 milliard $ pour Énergie Brookfield).

En outre, nous avons accéléré la réalisation de nos activités de recyclage de capitaux, qui sont à la fois un levier de financement relutif et une partie essentielle de la mise en œuvre de notre stratégie d'investissement. Nous nous attendons à conclure très bientôt la cinquième et dernière tranche de la vente de notre portefeuille d'énergie solaire au Mexique, d'une puissance de 630 mégawatts, dégageant un montant totalisant 400 millions $ (montant net de 50 millions $ pour Énergie Brookfield). Nous travaillons également sur l'avancement de nombreuses initiatives de recyclage de capitaux, qui ont attiré des acheteurs à faible coût de capital à la recherche d'actifs d'énergie renouvelable sans risque et à maturité. À cet égard, nous avons pris plusieurs mesures de recyclage des capitaux qui pourraient dégager un produit totalisant jusqu'à 4 milliards $ (montant net de 1,5 milliard $ pour Énergie Brookfield) lorsqu'elles auront été réalisées et accroître nos liquidités de façon substantielle au cours des prochains trimestres.

Perspectives

Notre objectif à long terme demeure entier : dégager un rendement à long terme total de 12 % à 15 % pour les investisseurs. Pour ce faire, nous continuerons de faire preuve de discipline sur le plan de la distribution de capital en tirant parti de nos sources de financement imposantes et de nos compétences en matière d'exploitation afin d'accroître la valeur et de réduire les risques de notre entreprise.

Au nom du conseil d'administration et de la direction d'Énergie Brookfield, nous tenons à remercier tous nos porteurs de parts et actionnaires pour leur soutien indéfectible. L'avenir d'Énergie Brookfield est prometteur et c'est avec plaisir que nous vous tiendrons au courant de nos progrès tout au long de l'année 2023.

Cordialement,

Le chef de la direction,

Connor Teskey

Le 4 février 2023

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (collectivement avec ses entités contrôlées, « Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie renouvelable et de solutions durables diversifiés employant de multiples technologies.

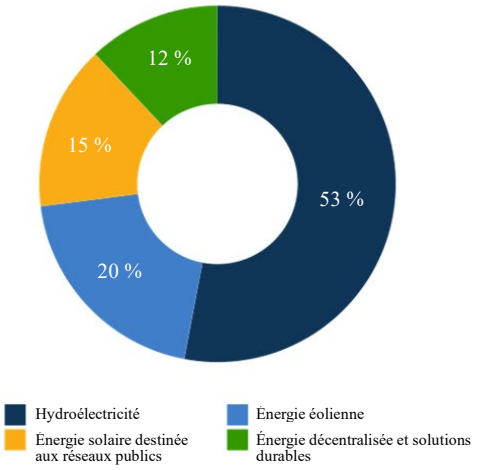
Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour acquérir et mettre en valeur des actifs de production d'énergie renouvelable de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, et à les financer à long terme grâce à du financement de première qualité à faible risque selon une stratégie de financement prudente, pour ensuite optimiser les flux de trésorerie en exerçant notre expertise en matière d'exploitation pour en accroître la valeur. Notre stratégie en ce qui a trait à nos actifs liés aux solutions durables consiste à effectuer des petits investissements initiaux avec des partenaires d'expérience qui sont conçus de manière à offrir une protection contre le risque de perte ainsi que la possibilité d'investir à nouveau dans l'avenir et d'obtenir d'importants remboursements de capital.

Une des plus importantes sociétés ouvertes du monde axées sur la décarbonation. Énergie Brookfield affiche de bons résultats depuis plus de 20 ans à titre d'exploitant et d'investisseur coté en Bourse dans le secteur des énergies renouvelables et d'actifs liés aux solutions durables. Nous détenons aujourd'hui un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par environ 3 400 employés chevronnés. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Nous avons récemment effectué des investissements au sein de notre portefeuille de solutions durables comprenant des catégories d'actifs de transition émergents, qui nous permettront d'être en bonne posture pour effectuer ultérieurement, grâce à nos investissements initiaux, des investissements d'envergure en matière de décarbonation à l'avenir.

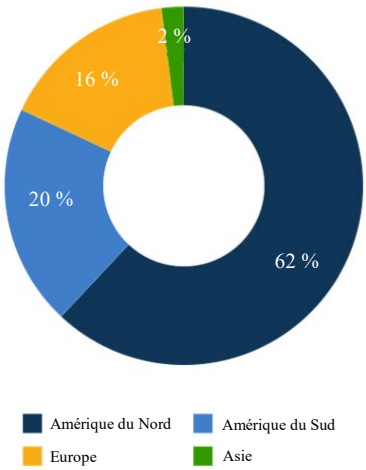
Notre portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable regroupe une puissance installée d'environ 25 400 MW, largement répartie sur quatre continents, qui table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata d'approximativement 30 900 GWh et compte un portefeuille de projets de développement d'environ 110 000 MW. Notre portefeuille de solutions durables comporte des placements dans des sociétés qui détiennent un portefeuille d'actifs en exploitation de CSC totalisant 47 000 tonnes métriques par an, une capacité de production de GNR de source agricole de 3 millions de MMBtu par an et plus de 1 million de tonnes de matériaux recyclés.

Les graphiques ci-après présentent les produits au prorata[1] :

Source d'énergie



Région



[1] Les chiffres sont fondés sur les produits normalisés des 12 derniers mois au prorata de la quote-part d'Énergie Brookfield.

Aider à l'accélération et à la stabilité de la décarbonation des réseaux électriques. Les changements climatiques et la sécurité énergétique sont considérés comme deux des enjeux les plus importants et urgents auxquels fait face l'économie mondiale, entraînant d'immenses risques pour la sécurité des collectivités et pour notre prospérité économique et commune. Par conséquent, les gouvernements et les entreprises ont adopté des plans ambitieux visant à appuyer la transition vers une économie décarbonée. Nous croyons que notre envergure et notre capacité mondiale en matière d'exploitation, de développement et d'investissement nous positionnent favorablement

pour travailler de concert avec les gouvernements et les entreprises afin de les aider à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Profil financier solide et stratégie de financement prudente. Énergie Brookfield affiche un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre approche de financement consiste à avoir accès par l'intermédiaire de 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. Environ 90 % de notre dette est cotée comme étant de première qualité ou considérée selon des mesures de première qualité. Notre ratio d'endettement d'entreprise est d'environ 11 %, et environ 91 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours au prorata ont chacun une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 11 ans et 12 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les cinq prochaines années. Environ 90 % de notre financement est effectivement à un taux fixe, et seulement 7 % de notre dette a été contractée à l'extérieur de l'Amérique du Nord et de l'Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2022, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie de plus de 3,7 milliards $, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

La meilleure expertise en matière d'exploitation et de développement qui soit. Énergie Brookfield emploie environ 3 400 exploitants chevronnés et près de 120 experts en commercialisation de l'électricité partout autour du globe pour aider à optimiser la performance et maximiser le rendement de tous nos actifs. Notre expérience en matière d'exploitation, de développement et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 120 ans. Nous continuons à faire avancer nos activités de développement en élargissant notre portefeuille de projets d'énergie renouvelable d'environ 110 000 MW et en améliorant les services de décarbonation que nous offrons à nos clients par la mise en œuvre de solutions durables, notamment des possibilités d'investissement dans des projets de CSC d'une capacité pouvant s'élever à 8 millions de tonnes métriques par an, 19 centres de récupération de matériaux qui donneraient lieu à 2 millions de tonnes de matériaux recyclés et 70 digesteurs d'une capacité de production annuelle de plus de 3 millions de MMBtu de GNR.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie et un profil de distribution à long terme attrayant. Nous nous concentrons sur la distribution stable et durable avec une croissance notable se situant entre 5 % et 9 % par année, quels que soient les cycles de marché, des activités en cours et des nouveaux investissements. Nous sommes entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, étant donné l'inclusion dans la quasi-totalité de nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement potentiel des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptions pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise cherche à tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions intéressantes qui se présentent.

Stratégie d'investissement rigoureuse et à contre-courant. Notre échelle mondiale et nos capacités reposant sur de multiples technologies nous permettent de faire la rotation des capitaux là où il y a pénurie afin de réaliser des rendements solides ajustés au risque. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Notre capacité d'acquérir et de développer des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets autour du globe, notre relation stratégique avec Brookfield et notre profil de liquidité et de structure du capital.

GESTION ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET DE GOUVERNANCE (« ESG »)

Notre approche en matière de facteurs ESG

À titre d'investisseur, de propriétaire et d'exploitant de l'une des plus importantes plateformes au monde axées uniquement sur l'énergie renouvelable dont les titres sont cotés en Bourse et de fournisseur de solutions de décarbonation, notre approche en matière de facteurs ESG est essentielle à la façon dont nous exerçons nos activités. Nous sommes d'avis que nos pratiques, nos performances et nos principes rigoureux en matière de gestion ESG nous permettent de bâtir des activités stables et de générer de la valeur à long terme pour nos parties prenantes.

Nos pratiques ESG sont entièrement intégrées à notre processus d'investissement, en commençant par la réalisation des contrôles préalables jusqu'à notre sortie de l'investissement. Nous adaptons les contrôles préalables en matière de facteurs ESG, tirant profit de notre investissement et de notre expertise opérationnelle et suivant les indications du Sustainability Accounting Standards Board. Nous visons à déceler de manière proactive les possibilités et les risques en matière de facteurs ESG les plus pertinents à l'égard de nos investissements et adaptons nos contrôles préalables en conséquence. Après avoir fait l'acquisition d'un actif, ou y avoir investi, nous mettons en œuvre un plan d'intégration adapté comportant d'importantes priorités en matière de facteurs ESG. Les équipes de gestion régionales sont responsables de l'intégration des nouveaux investissements et de la gestion des risques et des possibilités en matière de facteurs ESG tout au long du cycle de vie de l'investissement. L'intégration et la performance en matière de facteurs ESG sont examinées régulièrement au moyen d'un mécanisme central à l'échelle de la société grâce à nos processus de gouvernance officiels. Enfin, dans le cadre de notre procédure de désinvestissement, nous estimons la valeur qui pourrait être créée en fonction de divers facteurs, notamment les pratiques ESG.

Environnement

La décarbonation est un objectif mondial que se sont fixé de nombreux gouvernements, entreprises et investisseurs. À titre de propriétaire et d'exploitant d'énergie renouvelable de premier plan, c'est sur plusieurs décennies que nous nous sommes imposés dans ce secteur, et nous mettrons à profit notre expertise opérationnelle pour soutenir la transition sur des décennies à venir pour décarboniser planète. Nos actifs d'énergie propre opèrent déjà partout dans le monde pour aider à réduire les émissions, et nous continuerons à former des partenariats pour stimuler cet objectif.

Nous comprenons qu'il est important de réduire les émissions de notre propre société et nous avons établi une cible visant à atteindre la zéro émission nette pour les champs d'application 1 et 2 à la grandeur de nos activités d'énergie renouvelable d'ici 2030, en utilisant 2020 comme année de référence. Cette cible repose sur des plans établis et met l'accent sur la réduction des émissions, y compris sur l'utilisation accrue d'énergie propre pour alimenter en électricité nos actifs et nos bureaux. En outre, nous cherchons à améliorer la présentation des données sur les émissions du champ d'application 3 à l'échelle de notre chaîne de valeur élargie.

En 2021, nous nous sommes fixé un objectif visant le développement d'une capacité supplémentaire d'environ 21 000 MW d'énergie propre d'ici 2030, ce qui aurait pour effet de doubler la puissance de notre portefeuille à ce moment-là. En 2022, nous avons développé plus de 3 500 MW de nouvelle capacité d'énergie propre et nous devrions développer une puissance additionnelle d'au moins 17 500 MW au cours des prochaines années. Nous prévoyons y arriver en mettant en œuvre des possibilités au sein de notre portefeuille de projets en développement et en continuant à faire des acquisitions. Se reporter à la rubrique 3.D, « Facteurs de risques – Risques liés à notre stratégie de croissance », de notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F.

Nous intégrons des pratiques environnementales plus larges dans notre processus décisionnel et nos activités, notamment la protection de la biodiversité ainsi que la gestion de l'eau et des déchets, tout en visant l'amélioration continue de notre système de gestion environnementale et de notre performance globale. Notre engagement et notre collaboration avec les parties prenantes, y compris les collectivités, les peuples autochtones, les organismes locaux et les ONG environnementales, améliorent notre compréhension des écosystèmes et de l'incidence environnementale de nos installations.

Nous soutenons également le marché des titres verts afin d'accélérer la transformation et la décarbonation de la production d'électricité à l'échelle mondiale, tout en réduisant nos coûts d'emprunt. Notre comité de financement vert, qui comprend des représentants de nos équipes des marchés financiers et de la trésorerie, gère notre stratégie de

financement durable. Le chef de la direction des finances de BRP Energy Group L.P., y compris toute autre société affiliée de cette entité qui fournit des services à Énergie Brookfield aux termes d'une convention-cadre de services ou de toute autre convention ou entente de service (collectivement, le « fournisseur de services »), supervise la mise en place de notre stratégie et intègre les questions à cet égard pour en faire rapport au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited, commandité de BEP (le « commandité gestionnaire »).

En 2022, nous avons émis des titres et des financements verts totalisant environ 1,6 milliard $ à l'échelle de l'entreprise et des projets, ce qui a porté nos émissions vertes totales à environ 11 milliards $ au 31 décembre 2022. Toutes les obligations vertes à l'échelle des projets ont reçu la note d'évaluation de E-1 Green par S&P Global Ratings Canada, unité d'affaires de S&P Global Canada Corp (« S&P »), soit la plus haute note pouvant être attribuée par cet organisme. S&P a souligné que la gérance environnementale, l'engagement envers l'énergie renouvelable et l'utilisation des produits dans la production d'énergie renouvelable d'Énergie Brookfield ont tous contribué à cette note élevée.

Social

Nous cherchons à avoir une incidence positive sur notre personnel et les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. Dans le cadre de nos activités, nous continuons de mettre fortement l'accent sur la santé et la sécurité, de soutenir le perfectionnement de nos employés et de mettre tout en œuvre pour créer un environnement de travail ouvert et inclusif qui assure la réussite de nos équipes. Nous nous efforçons continuellement d'atteindre l'excellence en matière de santé et de sécurité et d'être un chef de file du secteur en ce qui a trait à la gestion des risques et à la prévention des incidents. Notre philosophie de gestion de la santé et de la sécurité met l'accent sur l'importance du leadership, la responsabilité des cadres hiérarchiques, l'approche de système géré ainsi que l'identification et l'élimination des dangers à risque élevé comme pierres angulaires d'un rendement exceptionnel.

Dans toute notre chaîne de valeur, nous établissons des relations solides avec nos partenaires communautaires afin que nos investissements procurent un plus grand avantage. Nous communiquons de façon proactive avec les collectivités et nous nous efforçons de créer une valeur partagée. Nous croyons qu'il est essentiel d'entretenir des relations transparentes et bien établies avec les parties prenantes locales pour développer et exploiter nos installations avec succès. Lorsque nous envisageons d'investir dans une nouvelle installation ou d'en construire une nouvelle, nous effectuons des évaluations et des contrôles préalables afin de cibler les parties prenantes locales. Il peut s'agir de collectivités, de propriétaires fonciers, d'entrepreneurs, de municipalités, d'organismes de loisirs, d'ONG et de tout autre groupe susceptible d'être touché par nos activités ou de s'y intéresser. Nous consultons les parties prenantes locales et travaillons de façon proactive avec elles pour nous assurer que leurs intérêts et leur sécurité sont bien intégrés à notre processus de prise de décisions, à notre développement et à nos activités.

Nous sommes déterminés à traiter les parties prenantes, y compris les employés, les clients, les fournisseurs et les collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités, avec dignité et respect. Notre programme des droits de la personne comprend le respect de toutes les lois et de tous les règlements qui s'appliquent à nos activités, notamment en matière de conditions de travail et d'emploi équitables, ainsi que la prise de mesures au sein de notre entreprise pour améliorer nos contrôles préalables, nos principales modalités contractuelles, nos politiques, nos procédures et notre collaboration en ce qui concerne les droits de la personne et la chaîne d'approvisionnement. Notre engagement à l'égard des droits de la personne est intégré dans nos prises de décisions et nos activités.

Gouvernance

Nous appliquons à l'échelle de notre organisation des normes en matière d'éthique très rigoureuses, dont les principaux éléments sont notre code d'éthique et de conduite professionnelle, notre politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence, un service d'assistance téléphonique d'alerte professionnelle et des contrôles et procédures complémentaires. Afin de veiller à ce que nos entrepreneurs appliquent les meilleures pratiques, nous avons adopté un code de conduite à l'intention des fournisseurs qui nous permet de nous assurer que leurs valeurs, priorités et pratiques d'affaires sont en harmonie avec les nôtres. Les normes établies par ces politiques ont pour objectif de respecter ou d'excéder celles prescrites par les textes légaux ou réglementaires applicables. Nous reconnaissons l'importance de présenter de manière transparente nos programmes ESG et les progrès réalisés aux parties prenantes, y compris à nos investisseurs. C'est pourquoi, nous publions un rapport sur nos pratiques ESG depuis 2020, décrivant comment nous intégrons les principes environnementaux, sociaux et de gouvernance dans nos activités, et que nous avons publié récemment notre tout premier rapport dont la présentation

de l'information suit les recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques.

Le rôle de surveillance des questions ESG incombe au conseil d'administration et à l'équipe de direction :

- Conseil d'administration : Le conseil d'administration du commandité gestionnaire et ses comités supervisent la réalisation de la stratégie ESG, laquelle est axée sur la décarbonation, et examinent notre approche et notre performance en matière de facteurs ESG tout au long de l'exercice. Le conseil d'administration examine également les politiques mondiales liées au développement durable et surveille la performance des activités exercées dans les différentes régions. Le conseil d'administration du commandité gestionnaire reçoit chaque trimestre des mises à jour sur le rendement en matière de facteurs ESG.
- Équipe de direction : Le chef de la direction du fournisseur de services est entièrement responsable de la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise, y compris la réalisation des programmes ESG et l'atteinte des objectifs en découlant. Le chef de la direction du fournisseur de services et l'équipe de direction établissent la vision stratégique et les priorités de notre entreprise et surveillent leur réalisation.
- Directeurs des unités d'exploitation régionales : Les chefs de la direction de nos unités d'exploitation régionales mettent en œuvre les moyens pour atteindre les objectifs locaux au sein de leurs unités et sont responsables du rendement en matière de facteurs ESG.
- Comité directeur des pratiques ESG : Le comité directeur des facteurs ESG établit les objectifs en la matière, communique les meilleures pratiques, surveille les progrès et le rendement par rapport à nos objectifs et recherche de nouvelles possibilités d'amélioration. Les chefs de la direction des unités d'exploitation régionales, le chef de la gestion du développement durable et le chef de la gestion des risques ainsi que différents experts en matière de facteurs ESG et d'activités d'exploitation au sein de notre entreprise siègent au comité.
- Comité directeur de SSSE : Notre comité directeur de SSSE gère notre cadre stratégique en matière de santé et de sécurité. Le comité établit des politiques exhaustives en matière de santé et de sécurité, soutient notre culture très forte et notre système de gestion axés sur la santé et la sécurité, communique les meilleures pratiques, recherche de nouvelles possibilités afin d'améliorer continuellement notre performance en matière de sécurité et surveille la performance par rapport à notre objectif zéro incident grave.
- Examen des investissements : Le fournisseur de services intègre les facteurs ESG, y compris les facteurs liés au climat, au processus de contrôle préalable des investissements potentiels, y compris l'examen de la documentation sur les facteurs ESG et d'autres informations découlant du contrôle préalable, avant de prendre une décision à l'égard d'un investissement.

Une approche proactive et ciblée qui continue de s'appuyer sur nos normes ESG rigoureuses permet de créer de la valeur au sein notre entreprise. Les initiatives que nous entreprenons et les investissements que nous faisons pour faire croître notre entreprise reposent sur l'ensemble de nos valeurs fondamentales en matière de facteurs ESG, alors que nous créons une culture et une organisation qui, à notre avis, pourront prospérer dans le monde d'aujourd'hui et de demain. Pour de plus amples renseignements sur les membres de la direction de Brookfield qui pourraient jouer un rôle au sein de notre entreprise, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F.

Rapport de gestion
pour l'exercice clos le 31 décembre 2022

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 a été préparé en date du 28 février 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 (les « actions échangeables ») de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par des actionnaires publics et par Brookfield, les parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables ») de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield, et la participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs des parts de société en commandite, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, de la participation de commandité et des actions échangeables 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 et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « Partie 9 – 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 9 – 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 10 – 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), et celui de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants de 2022 2

PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées 5

PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires 7

Résumé des états consolidés de la situation financière 7

Transactions entre parties liées 8

Capitaux propres 11

PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata 13

Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021 13

Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2020 18

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS 23

Profil des contrats 27

PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement 29

Structure du capital 29

Liquidités disponibles 30

Emprunts 31

PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite) 29

Dépenses d'investissement 33

Tableaux consolidés des flux de trésorerie 33

Actions, billets et parts en circulation 36

Dividendes et distributions 36

Obligations contractuelles 37

Informations financières supplémentaires 37

Accords hors état de la situation financière 38

PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles 39

Sommaire des résultats trimestriels historiques 40

Résultats au prorata pour le quatrième trimestre 41

PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques 45

Gestion des risques et instruments financiers 45

PARTIE 8 – Estimations critiques et méthodes comptables 59

PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement 64

PARTIE 10 – Mise en garde 69

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2022

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021
Informations financières choisies		
Produits	**4 711 $**	4 096 $
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	**(295)**	(368)
Perte nette de base et diluée par part de société en commandite[1]	**(0,60)**	(0,69)
BAIIA ajusté au prorata[2]	**2 002**	1 876
Fonds provenant des activités[2]	**1 005**	934
Fonds provenant des activités par part[2, 3]	**1,56**	1,45
Distribution par part de société en commandite	**1,28**	1,22
Information sur l'exploitation		
Puissance (MW)	**25 377**	21 049
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	**63 656**	58 913
Production réelle	**63 036**	56 629
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	**30 126**	29 852
Production réelle	**28 669**	27 150
Produits moyens ($ par MWh)	**88**	82

1) Le nombre moyen de parts de société en commandite pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établi à 275,2 millions (274,9 millions en 2021).

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

3) Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établi à 645,9 millions (645,6 millions en 2021) comprenant les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

AUX 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**31 décembre 2022**	31 décembre 2021
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	**3 695 $**	4 129 $
Ratio d'endettement – société mère	**11 %**	8 %
Ratio d'endettement – consolidé	**39 %**	33 %
Emprunts sans recours – consolidé	**91 %**	90 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt fixe au prorata[1]	**97 %**	98 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	**11 ans**	13 ans
Taux d'intérêt moyen	**4,1 %**	3,9 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	**12 ans**	13 ans
Taux d'intérêt moyen	**4,9 %**	4,2 %

1) L'exposition totale aux taux variables est de 10 % (7 % en 2021) dont 7 % (5 % en 2021) se rapporte 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 ont augmenté, pour s'établir à 1 005 millions $, ou 1,56 $ par part, soit une augmentation de 8 % en regard de ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, y compris des nouveaux actifs en développement d'une puissance de 3 475 MW ayant commencé leurs activités commerciales;
- la hausse des prix réalisés dans la plupart des marchés, grâce à l'indexation sur l'inflation et à la vigueur des prix de l'électricité à l'échelle mondiale;
- la production favorable d'hydroélectricité par rapport à celle de l'exercice précédent dans toutes les régions et la forte disponibilité de nos actifs à l'échelle mondiale.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, de la perte de change et sur les instruments financiers et d'autres éléments, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 295 millions $, ou 0,60 $ par part de société en commandite, par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 368 millions $, ou 0,69 $ par part de société en commandite pour l'exercice précédent.

Se reporter à la « Partie 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées » du présent rapport de gestion pour des renseignements sur les comptes consolidés de résultat.

Nous continuons de nous concentrer sur le profil des contrats, ce qui nous a permis de réaliser ce qui suit :

- conclure des contrats visant à fournir plus de 11 000 GWh d'énergie propre par année, y compris 5 000 GWh aux acheteurs institutionnels.

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 3,7 milliards $, 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.
- Nous avons conclu des financements d'environ 10 milliards $, ce qui nous a permis de dégager un produit de 2 milliards $ (montant net de 1,2 milliard $ pour Énergie Brookfield) tiré de financements additionnels.
- Au cours de l'exercice, nous avons émis des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A perpétuelles vertes à taux fixe d'une valeur de 150 millions $ CA et des obligations vertes d'une valeur de 400 millions $ CA.
- Nous prévoyons clôturer la cinquième et dernière tranche de la vente de notre portefeuille d'énergie solaire au Mexique d'une puissance de 630 mégawatts, ce qui dégagera un produit global de 400 millions $ (montant net de 50 millions $ pour Énergie Brookfield), soit le double de notre capital investi en moins de trois ans. De plus, nous avons fait progresser de nombreuses occasions de recyclage de capitaux, qui se sont traduites par de solides rendements et qui devraient dégager un produit moyen global pouvant s'élever à environ 4 milliards $ (montant net de 1,5 milliard $ pour Énergie Brookfield) à la clôture.

Croissance et développement

Au cours de l'exercice, nous avons investi ou convenu d'investir, avec nos partenaires institutionnels, jusqu'à 12 milliards $ de capitaux (montant net de 2,8 milliards $ pour Énergie Brookfield) dans diverses transactions, entre autres :

- nous avons formé un partenariat stratégique avec Cameco pour faire l'acquisition de Westinghouse, l'une des plus importantes entreprises de services d'énergie nucléaire au monde. L'investissement total en capitaux propres devrait se chiffrer à environ 4,5 milliards $ (montant net totalisant jusqu'à 750 millions $ pour Énergie Brookfield). Avec nos partenaires institutionnels, nous détiendrons une participation de 51 %, alors que la participation de Cameco s'élèvera à 49 %.

- nous avons investi 2,7 milliards $ (montant net de 540 millions $ pour Énergie Brookfield) dans trois importantes sociétés d'énergie renouvelable en développement aux États-Unis, ce qui nous offre des possibilités d'investissement ultérieures dans notamment :
    - un promoteur de projets d'énergie solaire commerciaux détenant un portefeuille d'actifs composé d'actifs en développement d'accumulation d'énergie et d'énergie solaire destinée aux réseaux publics d'une puissance de 20 GW;
    - une société intégrée de production décentralisée détenant des actifs en exploitation visés par contrat et en cours de construction d'une puissance d'environ 500 MW;
    - un promoteur d'énergie renouvelable détenant un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de plus de 800 MW et un portefeuille de projets d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'une puissance de plus de 22 GW.
- nous avons ajouté un certain nombre de nouvelles catégories d'actifs de transition à croissance élevée qui complètent nos principaux actifs d'énergie renouvelable, grâce à de petits investissements initiaux réalisés de concert avec des partenaires chevronnés. Ceux-ci sont conçus de manière à offrir une protection contre le risque de perte, la possibilité d'investir à nouveau et un rendement de capital investi potentiellement très avantageux :
    - nous avons investi dans trois sociétés de captage du carbone en Amérique du Nord au moyen d'engagements d'investissement initiaux d'un montant global de 110 millions $ (montant net d'environ 25 millions $ pour Énergie Brookfield) et avons obtenu une option d'investir ultérieurement jusqu'à environ 1 milliard $ (montant net d'environ 210 millions $ pour Énergie Brookfield) sur des projets à venir qui répondent à nos exigences en matière de risque et de rendement;
    - nous avons investi dans une société spécialisée dans le recyclage aux États-Unis au moyen d'un engagement d'investissement initial d'une valeur de 200 millions $ (montant net de 40 millions $ pour Énergie Brookfield) et avons obtenu une option d'investir ultérieurement jusqu'à environ 500 millions $ (montant net de 100 millions $ pour Énergie Brookfield) sur des projets à venir qui répondent à nos exigences en matière de risque et de rendement;
    - nous avons investi dans une société qui détient, exploite et fait la promotion d'actifs de production de gaz naturel renouvelable aux États-Unis au moyen d'un engagement d'investissement initial d'une valeur de 150 millions $ (montant net de 30 millions $ pour Énergie Brookfield) et avons obtenu une option d'investir ultérieurement jusqu'à environ 350 millions $ (montant net de 70 millions $ pour Énergie Brookfield) sur des projets à venir qui répondent à nos exigences en matière de risque et de rendement.

En 2022, nous avons continué de faire évoluer notre portefeuille de projets de développement :

- Nous avons mis en service des projets de développement d'une puissance de 3 475 MW, notamment l'achèvement de notre projet de rééquipement d'éoliennes en Oregon d'une puissance de 845 MW et notre centrale d'énergie solaire destinée aux réseaux publics au Brésil d'une puissance de plus de 560 MW. Nous continuons également la construction de projets de développement d'énergie renouvelable d'une puissance de plus de 19 000 MW. L'évolution de notre portefeuille de projets en développement de solutions durables va bon train. Une fois terminés, ce portefeuille ainsi que celui des projets d'énergie renouvelable devraient dégager dans l'ensemble des fonds provenant des activités nets de 278 millions $ pour Énergie Brookfield.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021	2020
Produits	**4 711 $**	4 096 $	3 810 $
Coûts d'exploitation directs	**(1 434)**	(1 365)	(1 274)
Coûts de service de gestion	**(243)**	(288)	(235)
Charge d'intérêts	**(1 224)**	(981)	(976)
Charge d'amortissement	**(1 583)**	(1 501)	(1 367)
Recouvrement (charge) d'impôt	**2**	(14)	147
Résultat net	**138**	(66)	(45)
	Taux de change moyen pour 1 $ US		
$ CA	**1,30**	1,25	1,34
€	**0,95**	0,85	0,88
R$	**5,16**	5,40	5,16
COP	**4 253**	3 742	3 693

Analyse des écarts pour l'exercice considéré (2022 par rapport à 2021)

Les produits totalisant 4 711 millions $ représentent une augmentation de 615 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de la hausse des prix de l'électricité. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 288 millions $ et 3 544 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 99 millions $ et une réduction de la production de 996 GWh. Sur une base comparable et en devises locales, les produits ont augmenté de 569 millions $ principalement en raison de la hausse des produits réalisés moyens par MWh, découlant de l'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats et des prix marchands de l'électricité plus élevés à l'échelle mondiale ainsi que des conditions hydrologiques plus favorables à l'échelle de notre portefeuille.

Par rapport à la plupart des devises, le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à l'exercice précédent a entraîné une diminution des produits d'environ 143 millions $, qui a été partiellement compensée par l'effet de change favorable de 90 millions $ sur les charges d'exploitation et d'intérêts.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 434 millions $ représentent une augmentation de 69 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent étant donné que les coûts supplémentaires entraînés par les récentes acquisitions et mises en service de centrales ont été en partie contrebalancés par les mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société, les ventes d'actifs conclues dernièrement et l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée ci-dessus.

Les coûts de service de gestion totalisant 243 millions $ représentent une diminution de 45 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts de 1 224 millions $ représente une augmentation de 243 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison de la croissance de notre portefeuille, de l'accélération de nos initiatives de financement en Colombie et du financement additionnel stratégique de 1,0 milliard $ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada dans le but de financer la croissance de nos activités.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 583 millions $, ce qui représente une hausse de 82 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent, attribuable à la croissance de nos activités.

Le résultat net de 138 millions $ représente une augmentation de 204 millions $ par rapport à celui de l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés.

Analyse des écarts pour l'exercice précédent (2021 par rapport à 2020)

Les produits totalisant 4 096 millions $ représentent une augmentation de 286 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités. Les produits tirés des centrales récemment acquises et mises en service et la production de celles-ci se sont élevés à respectivement 239 millions $ et 2 455 GWh, le tout ayant été contrebalancé en partie par les ventes d'actifs réalisées dernièrement qui ont entraîné la diminution des produits de 88 millions $ et une réduction de la production de 786 GWh. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 113 millions $ étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits réalisés moyens par MWh, découlant principalement de l'indexation sur l'inflation, des initiatives de renégociation de contrats et des prix marchands de l'électricité plus élevés à l'échelle mondiale ainsi que des prix du marché plus élevés réalisés sur la production de nos actifs éoliens au Texas au cours de la tempête hivernale survenue au premier trimestre de 2021, dont l'apport s'est élevé à 52 millions $, a été contrebalancé en partie par une diminution de la production attribuable principalement à nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord et au Brésil.

La dévaluation du dollar américain par rapport à sa valeur de l'exercice précédent, surtout relativement au dollar canadien et à l'euro, a entraîné une augmentation des produits d'environ 22 millions $ qui a été partiellement contrebalancée par l'effet de change défavorable de 11 millions $ sur les charges d'exploitation et d'intérêts.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 285 millions $, compte non tenu de l'incidence de la tempête hivernale survenue au Texas, représentent une augmentation de 11 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et des ventes d'actifs réalisées dernièrement a été plus que contrebalancé par les coûts supplémentaires entraînés par de récentes acquisitions et mises en service de centrales et l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée ci-dessus.

Les coûts d'exploitation directs liés à la tempête hivernale survenue au Texas se sont élevés à 80 millions $, lesquels tiennent compte du coût d'acquisition d'énergie engagé afin de respecter les obligations contractuelles associées à nos actifs éoliens qui ne produisaient pas pendant la période en raison des conditions glaciales, déduction faite des activités de couverture. L'incidence consolidée globale de la tempête hivernale au Texas, déduction faite des produits de 52 millions $ mentionnés ci-dessus, a représenté une perte de 28 millions $, dont la quote-part d'Énergie Brookfield est négligeable.

Les coûts de service de gestion totalisant 288 millions $ représentent une augmentation de 53 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts, s'élevant à 981 millions $, représente une augmentation de 5 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités et de l'incidence des mouvements des cours de change mentionnée auparavant, lesquelles ont été contrebalancées en partie par l'avantage tiré des récentes activités de refinancement qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens.

La charge d'amortissement s'est chiffrée à 1 501 millions $, ce qui représente une hausse de 134 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent, attribuable à la croissance de nos activités et l'incidence des mouvements des cours de change.

La charge d'impôt de 14 millions $ représente une augmentation de 161 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent découlant de la nouvelle législation fiscale adoptée au cours de la période qui a eu une incidence sur la charge d'impôt différé de nos activités en Colombie.

La perte nette de 66 millions $ représente une augmentation de 21 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison des éléments susmentionnés.

PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des états consolidés de la situation financière annuels audités aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Actifs détenus en vue de la vente	**938 $**	58 $
Actifs courants	**4 183**	2 889
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	**1 392**	1 107
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**54 283**	49 432
Total de l'actif	**64 111**	55 867
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	**351**	6
Emprunts de la société mère	**2 548**	2 149
Emprunts sans recours	**22 302**	19 380
Passifs d'impôt différé	**6 507**	6 215
Total du passif et des capitaux propres	**64 111**	55 867
	Taux de change pour 1 $ US	
$ CA	**1,35**	1,26
€	**0,93**	0,88
R$	**5,22**	5,58
COP	**4 810**	3 981

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 54,3 milliards $ au 31 décembre 2022, contre 49,4 milliards $ au 31 décembre 2021. L'augmentation de 4,9 milliards $ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 3,7 milliards $, laquelle tient compte de l'avantage tiré des prix plus élevés de l'électricité dans la plupart des marchés et de l'accroissement attendu de la demande pour les énergies renouvelables. Nos acquisitions au cours de l'exercice, y compris d'un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de plus de 800 MW et d'un portefeuille de projets d'une puissance de plus de 22 GW, d'une plateforme en développement d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'énergie d'une puissance de 20 GW, d'un exploitant d'actifs de production décentralisée détenant des actifs en exploitation et en construction visés par contrat d'une puissance de 500 MW, d'un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 1,8 GW aux États-Unis ainsi que nos investissements continus dans le développement d'actifs de production d'électricité et nos dépenses d'investissement de maintien, ont mené à une augmentation des immobilisations corporelles de 5,5 milliards $. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la vente de notre portefeuille hydroélectrique en exploitation au Brésil d'une puissance de 36 MW, qui a entraîné une diminution des immobilisations corporelles de 0,1 milliard $, par le raffermissement du dollar américain par rapport à la plupart des devises qui a entraîné une diminution des immobilisations corporelles de 2,0 milliards $, et par la charge d'amortissement de 1,5 milliard $ associée aux immobilisations corporelles. Au cours de l'exercice, nous avons transféré des immobilisations corporelles d'une valeur de 0,7 milliard $ dans les actifs détenus en vue de la vente par suite de l'entente de nos partenaires institutionnels visant la vente de leur participation de 50 % dans un portefeuille hydroélectrique en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 378 MW. Énergie Brookfield conservera une participation de 22 % dans le placement et, par conséquent, ne recevra aucun produit de la vente. Le portefeuille a été reclassé comme étant détenu en vue de la vente puisqu'une fois la conclusion de la vente de la participation de 50 % de nos partenaires institutionnels réalisée, Énergie Brookfield cessera d'inclure cette participation dans son périmètre de consolidation pour la comptabiliser plutôt selon la méthode de la mise en équivalence.

Pour des renseignements sur les hypothèses de réévaluation utilisées et sur l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés annuels audités.

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 respectivement à 938 millions $ et 351 millions $ au 31 décembre 2022, contre respectivement 58 millions $ et 6 millions $ au 31 décembre 2021.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente de ses actifs solaires en Asie d'une puissance de 19 MW, pour un produit d'environ 144 millions MYR (33 millions $ et montant net de 10 millions $ pour Énergie Brookfield).

Au 31 décembre 2022, les actifs détenus en vue de la vente et les passifs directement liés à des actifs détenus en vue de la vente comprenaient des actifs éoliens aux États-Unis qui ont été acquis dans le cadre de l'acquisition d'un promoteur d'actifs d'énergie renouvelable qui avait déjà conclu une entente de vente et d'achat au moment de l'acquisition, ainsi que le classement d'un portefeuille hydroélectrique en exploitation aux États-Unis d'une puissance 378 MW par suite de l'entente de nos partenaires institutionnelles visant la vente de leur participation de 50 %. Énergie Brookfield conservera une participation de 22 % dans le placement et, par conséquent, ne recevra aucun produit de la vente. Le portefeuille a été reclassé comme étant détenu en vue de la vente puisqu'une fois la conclusion de la vente de la participation de 50 % de nos partenaires institutionnels réalisée, Énergie Brookfield cessera d'inclure cette participation placement dans son périmètre de consolidation pour la comptabiliser plutôt selon la méthode de la mise en équivalence.

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.

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

Au moment de la création d'Énergie Brookfield en 2011, Brookfield a transféré certains projets en développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale tout en ayant le droit de recevoir une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets.

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 Global Transition Fund et au Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, 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 coïnvestisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

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 interbancaire offert à Londres, majoré d'une marge. Au 31 décembre 2022, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée fournie 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 31 décembre 2022, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant en 2021). La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établie à néant (2 millions $ en 2021).

Au cours du quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a vendu un portefeuille de placements, lequel comprenait des participations partielles dans des filiales consolidées, d'une juste valeur d'environ 388 millions $ à une société affiliée de Brookfield en échange de titres d'une valeur équivalente. Le portefeuille de placements englobait des actifs initiaux d'une nouvelle offre de produits que Brookfield commercialisera et vendra à des investisseurs tiers qui, à ce moment-là, offriront à Énergie Brookfield l'occasion, sous réserve de certaines conditions, de monnayer ces titres afin de générer des liquidités. Ces titres sont comptabilisés comme des actifs liés à des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière. La réduction des participations partielles dans les filiales consolidées a été comptabilisée à titre d'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation dans les états consolidés de la situation financière.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites à la note 30, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités. Une description de certaines de nos conventions avec Brookfield est présentée à la Rubrique 7.B « Opérations entre apparentées » de notre formulaire 20-F pour 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 audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	**21 $**	103 $	286 $
Coûts d'exploitation directs			
Autres services	**(1)**	(8)	(4)
Services d'assurance[1]	**—**	(26)	(24)
	(1) $	(34) $	(28) $
Charge d'intérêts			
Emprunts	**— $**	(2) $	(2) $
Désactualisation du solde des contrats	**(20)**	(21)	(13)
	(20) $	(23) $	(15) $
Autres services entre parties liées	**(5) $**	(4) $	— $
Coûts de service de gestion	**(243) $**	(288) $	(235) $

1) Avant novembre 2021, les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés aux assureurs externes par l'intermédiaire des filiales de Brookfield Corporation. Les honoraires versés aux filiales de Brookfield Corporation pour l'exercice 2022 étaient de néant (néant en 2021 et néant en 2020). À partir de novembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire d'une filiale réglementée, a commencé à fournir une couverture d'assurance à certaines entités en Amérique du Nord offerte par des assureurs commerciaux tiers. Les primes reçues et les sinistres réglés ne figurent pas dans le tableau ci-dessus.

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	**2022**	2021
Actifs courants			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield	**54 $**	57 $
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	**105**	21
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**18**	14
		123	35
Actifs non courants			
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield	**341**	388
Montants à recevoir	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**128**	142
		128	142
Passifs courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance	**3**	—
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	**166**	119
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**62**	13
	Brookfield Reinsurance	**321**	—
Emprunts sans recours	Brookfield	**88**	—
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	**38**	32
		675	164
Passifs non courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance	**3**	—
Emprunts de la société mère	Brookfield Reinsurance	**7**	—
Emprunts sans recours	Brookfield Reinsurance	**93**	51
	Brookfield	**1 750**	30
		1 843	81
Autres passifs non courants			
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, Brookfield Reinsurance et entreprises associées et autres	**1**	34
Passif sur contrat	Brookfield	**662**	635
		663 $	669 $
Capitaux propres			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Brookfield Reinsurance et entreprises associées	**15 $**	— $

CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,200 $ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2022 est alors de 15 % des distributions au-delà 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 94 millions $ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 (80 millions $ en 2021).

Actions privilégiées

Les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2022, 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. Aucune action privilégiée de catégorie A n'a été rachetée en 2022 ni en 2021 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

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 engagé des intérêts de 29 millions $ sur les billets subordonnés perpétuels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 (12 millions $ en 2021). 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 premier trimestre de 2022, Énergie Brookfield a procédé au rachat de toutes les parts de société en commandite privilégiées de série 5 en circulation pour 72 millions $ CA, soit 25,25 $ CA par part de société en commandite privilégiée.

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

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

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 en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part n'a été rachetée au cours des exercices 2022 ou 2021.

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

Au 31 décembre 2022, Brookfield Corporation détient une participation directe et indirecte, soit 308 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, sur une base combinée, ce qui représente environ 48 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et des actions échangeables de BEPC). La participation restante, soit environ 52 %, est détenue par des investisseurs publics.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, Énergie Brookfield a émis 262 177 parts de société en commandite (230 304 parts de société en commandite en 2021) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 9 millions $ (9 millions $ en 2021).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 12 308 actions échangeables de BEPC (16 071 actions échangeables de BEPC en 2021) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite totalisant moins de 1 million $ (1 million $ en 2021).

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. Aucune part de société en commandite ou action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021.

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

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, « le principal décideur opérationnel ») d'Énergie Brookfield pour gérer l'entreprise, évaluer les résultats financiers et prendre les principales décisions au chapitre de l'exploitation. Pour de plus amples informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités, lesquelles sont des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	**11 285**	10 470	**12 161**	12 167	**964 $**	876 $	**603 $**	569 $	**412 $**	409 $
Brésil	**3 828**	3 626	**4 060**	4 004	**197**	169	**167**	155	**138**	131
Colombie	**4 411**	3 950	**3 802**	3 555	**273**	224	**201**	159	**117**	128
	19 524	18 046	**20 023**	19 726	**1 434**	1 269	**971**	883	**667**	668
Énergie éolienne										
Amérique du Nord	**3 932**	4 009	**4 564**	5 051	**332**	370	**239**	277	**172**	200
Europe	**867**	1 029	**944**	1 077	**134**	125	**133**	187	**114**	164
Brésil	**565**	589	**669**	670	**31**	29	**24**	23	**19**	17
Asie	**595**	469	**627**	451	**41**	32	**34**	24	**21**	15
	5 959	6 096	**6 804**	7 249	**538**	556	**430**	511	**326**	396
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	**1 882**	1 777	**2 410**	2 016	**374**	348	**362**	298	**253**	185
Énergie décentralisée et solutions durables[1]	**1 304**	1 231	**889**	861	**290**	242	**197**	173	**154**	133
Siège social	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**42**	11	**(395)**	(448)
Total	**28 669**	27 150	**30 126**	29 852	**2 636 $**	2 415 $	**2 002 $**	1 876 $	**1 005 $**	934 $

1) La production réelle comprend 524 GWh (442 GWh en 2021) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales

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 les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021
Produits	**1 434 $**	1 269 $
Autres produits	**47**	92
Coûts d'exploitation directs	**(510)**	(478)
BAIIA ajusté	**971**	883
Charge d'intérêts	**(262)**	(206)
Impôt exigible	**(42)**	(9)
Fonds provenant des activités	**667 $**	668 $
Production (GWh) – MLT	***20 023***	*19 726*
Production (GWh) – réelle	***19 524***	*18 046*

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh[1]		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Amérique du Nord								
États-Unis	**7 109**	7 088	**83 $**	72 $	**363 $**	359 $	**270 $**	256 $
Canada	**4 176**	3 382	**63**	63	**240**	210	**142**	153
	11 285	10 470	**76**	69	**603**	569	**412**	409
Brésil	**3 828**	3 626	**51**	47	**167**	155	**138**	131
Colombie	**4 411**	3 950	**62**	61	**201**	159	**117**	128
Total	**19 524**	18 046	**68 $**	63 $	**971 $**	883 $	**667 $**	668 $

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 412 millions $ en 2022 comparativement à 409 millions $ pour l'exercice précédent en raison d'une production accrue de 8 % par rapport à l'exercice précédent, d'une augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation de la production visée par contrat et de la vigueur des prix du marché, le tout en partie contrebalancé par nos initiatives de financement au Canada achevées en 2021 (32 millions $) visant à financer la croissance.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 138 millions $ en 2022 par rapport à 131 millions $ pour l'exercice précédent. Compte non tenu de la décision favorable à l'égard des volumes de production inférieurs attribués historiquement à nos centrales aux termes du mécanisme de mise en commun centralisé qui a favorisé l'exercice précédent (30 millions $), les fonds provenant des activités ont considérablement augmenté par rapport à ceux de l'exercice précédent. Cette augmentation découle d'une production accrue (augmentation de 3 % par rapport à l'exercice précédent), de la hausse des produits moyens par MWh sur la production visée par contrat en raison de l'indexation sur l'inflation, et de la mise en service d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 30 MW au deuxième trimestre de 2022 (3 millions $ et 84 GWh).

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont établis à 117 millions $ en 2022 par rapport à 128 millions $ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 4 % par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de l'avantage procuré par l'acquisition et la mise en service récentes de centrales au cours de l'exercice (14 millions $ et 242 GWh), de l'augmentation de la production qui a été supérieure de 16 % à la moyenne à long terme, et de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de l'indexation sur l'inflation et de la renégociation de contrats, le tout en partie contrebalancé par la charge d'intérêts attribuable à l'accroissement des initiatives de refinancement. L'augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021
Produits	**538 $**	556 $
Autres produits	**56**	126
Coûts d'exploitation directs	**(164)**	(171)
BAIIA ajusté	**430**	511
Charge d'intérêts	**(96)**	(106)
Impôt exigible	**(8)**	(9)
Fonds provenant des activités	**326 $**	396 $
Production (GWh) – MLT	***6 804***	*7 249*
Production (GWh) – réelle	***5 959***	*6 096*

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique, des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Amérique du Nord								
États-Unis[1]	**2 797**	2 942	**82 $**	78 $	**154 $**	197 $	**108 $**	146 $
Canada	**1 135**	1 067	**92**	95	**85**	80	**64**	54
	3 932	4 009	**85**	83	**239**	277	**172**	200
Europe	**867**	1 029	**132**	121	**133**	187	**114**	164
Brésil	**565**	589	**55**	49	**24**	23	**19**	17
Asie	**595**	469	**69**	67	**34**	24	**21**	15
Total	**5 959**	6 096	**87 $**	85 $	**430 $**	511 $	**326 $**	396 $

1) Les produits moyens par MWh ajustés pour inclure l'incidence du phénomène météorologique survenu au Texas en février 2021 se sont chiffrés à 91 $ par MWh.

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 des activités en Amérique du Nord se sont établis à 172 millions $ en 2022, par rapport à 200 millions $ pour l'exercice précédent. Sur une base comparable, déduction faite des ventes d'actifs (45 millions $ et 387 GWh), les fonds provenant des activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout

des ressources favorables et de la hausse des prix du marché découlant de l'indexation sur l'inflation et de la composition des sources de production.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont établis à 114 millions $ en 2022 par rapport à 164 millions $ pour l'exercice précédent. Compte non tenu de l'apport provenant de la vente de notre centrale éolienne en Irlande et d'un profit réalisé sur la vente d'actifs en développement en Irlande et en Écosse (91 millions $ et 164 GWh), les fonds provenant des activités ont été supérieurs à ceux de l'exercice précédent, principalement en raison de la hausse des prix du marché en Espagne.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont fixés à 19 millions $ en 2022 comparativement à 17 millions $ pour l'exercice précédent, en raison de l'avantage tiré de l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de la clause d'indexation sur l'inflation figurant dans nos contrats, en partie contrebalancé par une diminution des ressources.

Asie

Les fonds provenant de nos activités en Asie se sont fixés à 21 millions $ en 2022, comparativement à 15 millions $ pour l'exercice précédent, en raison de la croissance attribuable aux nouvelles acquisitions de centrales en Chine (6 millions $ et 135 GWh). Sur une base comparable, le rendement de notre portefeuille était conforme à celui de l'exercice précédent.

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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021
Produits	**374 $**	348 $
Autres produits	**90**	39
Coûts d'exploitation directs	**(102)**	(89)
BAIIA ajusté	**362**	298
Charge d'intérêts	**(102)**	(111)
Impôt exigible	**(7)**	(2)
Fonds provenant des activités	**253 $**	185 $
Production (GWh) – MLT	***2 410***	*2 016*
Production (GWh) – réelle	***1 882***	*1 777*

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont fixés à 253 millions $ en 2022 comparativement à 185 millions $ pour l'exercice précédent, du fait de l'avantage tiré des récentes acquisitions et mises en service de centrales, y compris un profit tiré de la vente d'un projet de développement d'énergie solaire en Amérique du Nord (25 millions $ et 249 GWh), et de la hausse des prix du marché en Espagne, contrebalancés en partie par une baisse des ressources.

ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉNERGIE DÉCENTRALISÉE ET SOLUTIONS DURABLES AU PRORATA

Le tableau suivant présente nos résultats au prorata du secteur énergie décentralisée et solutions durables pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021
Produits	**290 $**	242 $
Autres produits	**26**	3
Coûts d'exploitation directs	**(119)**	(72)
BAIIA ajusté	**197**	173
Charge d'intérêts	**(42)**	(38)
Impôt exigible	**(1)**	(2)
Fonds provenant des activités	**154 $**	133 $
Production (GWh) – MLT	***889***	*861*
Production (GWh) – réelle[1]	***1 304***	*1 231*

1) La production réelle comprend 524 GWh (442 GWh en 2021) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie décentralisée et solutions durables se sont fixés à 154 millions $ en 2022 comparativement à 133 millions $ pour l'exercice précédent, en raison de l'effet favorable de la croissance de notre portefeuille de production décentralisée et des investissements de transition (10 millions $ et 38 GWh), et de la hausse des prix des services liés à la stabilisation des réseaux fournis par nos centrales d'accumulation par pompage attribuable à l'augmentation et à la volatilité des prix de l'électricité.

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Autres produits	**73 $**	41 $
Coûts d'exploitation directs	**(31)**	(30)
BAIIA ajusté	**42**	11
Impôt exigible	**(1)**	—
Coûts de service de gestion	**(243)**	(288)
Charge d'intérêts	**(94)**	(78)
Distributions[1]	**(99)**	(93)
Fonds provenant des activités	**(395) $**	(448) $

1) Distributions sur les parts privilégiées, les actions privilégiées de catégorie A et les billets subordonnés perpétuels.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2021 ET 2020

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	10 470	11 863	12 167	12 166	876 $	824 $	569 $	581 $	409 $	439 $
Brésil	3 626	3 663	4 004	4 004	169	175	155	177	131	152
Colombie[3]	3 950	2 999	3 555	3 488	224	211	159	131	128	90
	18 046	18 525	19 726	19 658	1 269	1 210	883	889	668	681
Énergie éolienne										
Amérique du Nord	4 009	3 560	5 051	4 239	370	263	277	196	200	123
Europe	1 029	908	1 077	1 002	125	105	187	96	164	79
Brésil	589	552	670	671	29	27	23	24	17	17
Asie	469	428	451	443	32	28	24	25	15	18
	6 096	5 448	7 249	6 355	556	423	511	341	396	237
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	1 777	1 284	2 016	1 510	348	245	298	232	185	139
Énergie décentralisée et solutions durables[1]	1 231	795	861	475	242	169	173	111	133	84
Siège social	—	—	—	—	—	—	11	41	(448)	(334)
Total	27 150	26 052	29 852	27 998	2 415 $	2 047 $	1 876 $	1 614 $	934 $	807 $

1) La production réelle comprend 442 GWh (375 GWh en 2020) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

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 les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
Produits	1 269 $	1 210 $
Autres produits	92	124
Coûts d'exploitation directs	(478)	(445)
BAIIA ajusté	883	889
Charge d'intérêts	(206)	(191)
Impôt exigible	(9)	(17)
Fonds provenant des activités	668 $	681 $
Production (GWh) – MLT	*19 726*	*19 658*
Production (GWh) – réelle	*18 046*	*18 525*

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique des activités de production hydroélectrique pour les exercices clos les 31 décembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh[1]		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Amérique du Nord								
États-Unis	7 088	7 283	72 $	69 $	359 $	376 $	256 $	291 $
Canada	3 382	4 580	63	52	210	205	153	148
	10 470	11 863	69	62	569	581	409	439
Brésil	3 626	3 663	47	53	155	177	131	152
Colombie[3]	3 950	2 999	61	60	159	131	128	90
Total	18 046	18 525	63 $	67 $	883 $	889 $	668 $	681 $

1) Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 40 millions $ inclus dans les autres produits.
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.
3) Les produits moyens par MWh ont été ajustés afin de tenir compte de l'incidence des achats d'électricité.

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 409 millions $ en 2021 comparativement à 439 millions $ pour l'exercice précédent. La hausse des produits moyens par MWh découlant des avantages tirés de l'indexation sur l'inflation, de la composition des sources de production et des prix du marché plus élevés, a été plus que contrebalancée par une production qui était 12 % inférieure à celle de l'exercice précédent, principalement à nos centrales hydroélectriques en Ontario, en partie contrebalancée par une forte production à New York.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 131 millions $ en 2021, contre 152 millions $ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant de nos activités ont diminué de 10 % par rapport à ceux de l'exercice précédent du fait que l'avantage tiré de l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats a été plus que contrebalancé par les faibles conditions hydrologiques à l'échelle du réseau. Les fonds provenant des activités ont également été touchés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 128 millions $ en 2021, en regard de 90 millions $ pour l'exercice précédent. L'avantage tiré de la hausse de la production (11 % supérieure à la moyenne à long terme) et de la hausse des produits moyens par MWh sur la production visée par contrat en raison de l'indexation sur l'inflation et des initiatives de renégociation de contrats a été contrebalancé en partie par des prix du marché moins avantageux réalisés sur notre production non visée par contrat par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui a connu des prix du marché élevés en raison des faibles conditions hydrologiques inhabituelles pour la saison à l'échelle du réseau. Les fonds provenant des activités ont également pu compter sur l'apport provenant de l'acquisition de centrales hydroélectriques d'une puissance de 189 MW au cours de l'exercice (16 millions $ et 67 GWh).

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
Produits	556 $	423 $
Autres produits	126	43
Coûts d'exploitation directs	(171)	(125)
BAIIA ajusté	511	341
Charge d'intérêts	(106)	(100)
Impôt exigible	(9)	(4)
Fonds provenant des activités	396 $	237 $
Production (GWh) – MLT	*7 249*	*6 355*
Production (GWh) – réelle	*6 096*	*5 448*

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique, des activités de production d'énergie éolienne pour les exercices clos les 31 décembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh[1]		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Amérique du Nord								
États-Unis[1]	2 942	2 426	78 $	69 $	197 $	108 $	146 $	57 $
Canada	1 067	1 134	95	91	80	88	54	66
	4 009	3 560	83	76	277	196	200	123
Europe	1 029	908	121	118	187	96	164	79
Brésil	589	552	49	50	23	24	17	17
Asie	469	428	67	71	24	25	15	18
Total	6 096	5 448	85 $	80 $	511 $	341 $	396 $	237 $

1) Les produits moyens par MWh ajustés pour exclure l'incidence du phénomène météorologique survenu au Texas en février 2021 se sont chiffrés à 78 $ par MWh.

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 des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 200 millions $ en 2021, par rapport à 123 millions $ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la croissance découlant de notre participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions, déduction faite des ventes d'actifs et d'un profit réalisé sur la vente d'actifs en développement aux États-Unis (respectivement 70 millions $ et 799 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant des activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent étant donné que l'avantage tiré de la hausse des produits moyens par MWh en raison de la composition des moyens de production sur les marchés à prix plus élevés a été contrebalancé en partie par une baisse des ressources au Canada.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 164 millions $ en 2021, comparativement à 79 millions $ pour l'exercice précédent, en raison surtout de la croissance provenant de notre participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions, déduction faite des ventes d'actifs et d'un profit réalisé sur la vente d'actifs en développement en Irlande et en Écosse (respectivement 78 millions $ et 61 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant de nos activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix du marché en Espagne et de la hausse des ressources.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont établis à 17 millions $, conformes à ceux de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 5 % en regard de ceux de l'exercice précédent grâce aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des ressources favorables. Cette augmentation a été entièrement contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Asie

Les fonds provenant des activités d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à 15 millions $ en 2021, contre 18 millions $ pour l'exercice précédent, l'avantage tiré des ressources favorables ayant été plus que contrebalancé par une hausse de la charge d'intérêts en raison des initiatives de financement additionnel afin d'optimiser la structure du capital.

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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
Produits	348 $	245 $
Autres produits	39	50
Coûts d'exploitation directs	(89)	(63)
BAIIA ajusté	298	232
Charge d'intérêts	(111)	(90)
Impôt exigible	(2)	(3)
Fonds provenant des activités	185 $	139 $
Production (GWh) – MLT	*2 016*	*1 510*
Production (GWh) – réelle	*1 777*	*1 284*

Les fonds provenant des activités d'énergie solaire destinée aux réseaux publics se sont fixés à 185 millions $ en 2021 comparativement à 139 millions $ pour l'exercice précédent, en raison principalement de l'apport de notre participation accrue dans TerraForm Power, des nouvelles centrales mises en service et d'autres acquisitions réalisées au cours de l'exercice, déduction faite des ventes d'actifs et des profits à la cession d'actifs qui ont favorisé l'exercice précédent (respectivement 35 millions $ et 441 GWh). Sur une base comparable, les fonds provenant de

nos activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent en raison des ressources favorables et de la hausse des prix du marché de nos actifs en Espagne.

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 exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2020
Produits	242 $	169 $
Autres produits	3	3
Coûts d'exploitation directs	(72)	(61)
BAIIA ajusté	173	111
Charge d'intérêts	(38)	(25)
Impôt exigible	(2)	(2)
Fonds provenant des activités	133 $	84 $
Production (GWh) – MLT	*861*	*475*
Production (GWh) – réelle[1]	*1 231*	*795*

1) La production réelle comprend 442 GWh (374 GWh en 2020) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

Les fonds provenant des activités de notre secteur énergie décentralisée et solutions durables se sont élevés à 133 millions $ en 2021 par rapport à 84 millions $ à l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'apport de notre portefeuille de production décentralisée provenant de la participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions (respectivement 49 millions $ et 397 GWh).

SIÈGE SOCIAL

Le tableau suivant présente les résultats du siège social pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2021	2020
Autres produits	41 $	64 $
Coûts d'exploitation directs	(30)	(23)
BAIIA ajusté	11	41
Coûts de service de gestion	(288)	(217)
Charge d'intérêts	(78)	(79)
Distributions[1]	(93)	(79)
Fonds provenant des activités	(448) $	(334) $

1) Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

Les coûts de service de gestion totalisant 288 millions $ ont augmenté de 71 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

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 l'exercice clos le 31 décembre 2022 :

	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie				
Résultat net	(72) $	61 $	370 $	(76) $	50 $	(2) $	35 $	(56) $	124 $	(296) $	138 $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	414	91	108	382	65	44	61	291	124	3	1 583
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(86)	(20)	40	2	35	2	(4)	(35)	(4)	(80)	(150)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	255	(3)	(69)	(75)	(3)	2	(1)	80	(47)	(11)	128
Divers[1]	21	13	31	30	55	18	10	109	77	98	462
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	243	243
Charge d'intérêts	302	47	237	169	13	27	45	195	80	109	1 224
Charge d'impôt exigible	3	8	112	—	3	6	7	7	2	—	148
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(234)	(30)	(628)	(193)	(85)	(73)	(119)	(229)	(159)	(24)	(1 774)
BAIIA ajusté	603 $	167 $	201 $	239 $	133 $	24 $	34 $	362 $	197 $	42 $	2 002 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

2) Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond 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 présente un rapprochement du résultat net attribuable aux porteurs de parts pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables		
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie			Siège social	Total
Résultat net	31 $	56 $	222 $	(248) $	145 $	(12) $	27 $	6 $	64 $	(357) $	(66) $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	368	74	103	411	110	39	37	263	94	2	1 501
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(50)	(2)	175	(46)	3	2	4	(34)	(8)	(73)	(29)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	74	2	(29)	46	(16)	12	(2)	(23)	4	(36)	32
Divers[1]	(3)	13	39	119	25	19	(12)	92	52	108	452
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	288	288
Charge d'intérêts	255	33	119	167	22	24	34	187	48	92	981
Charge d'impôt exigible	3	9	13	—	5	3	5	5	—	—	43
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(109)	(30)	(483)	(172)	(107)	(64)	(69)	(198)	(81)	(13)	(1 326)
BAIIA ajusté	569 $	155 $	159 $	277 $	187 $	23 $	24 $	298 $	173 $	11 $	1 876 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

2) Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond 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 présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :

	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie centralisée et solutions durables		
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie			Siège social	Total
Résultat net	102 $	110 $	263 $	(76)$	(15) $	16 $	18 $	(27) $	64 $	(500) $	(45) $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	343	80	90	334	137	40	36	227	75	5	1 367
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(38)	(5)	12	(37)	(10)	—	(5)	(26)	(8)	(96)	(213)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	4	(13)	(20)	(74)	13	(7)	(2)	(16)	5	(17)	(127)
Divers[1]	46	31	(3)	28	33	14	7	129	45	318	648
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	235	235
Charge d'intérêts	252	26	122	163	30	26	32	201	30	94	976
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(1)	9	47	—	3	3	2	1	—	2	66
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(146)	(61)	(380)	(142)	(95)	(68)	(63)	(257)	(81)	—	(1 293)
BAIIA ajusté	562 $	177 $	131 $	196 $	96 $	24 $	25 $	232 $	130 $	41 $	1 614 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

2) Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond 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 avec les fonds provenant des activités pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Résultat net	**138 $**	(66) $	(45) $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :			
Charge d'amortissement	**1 583**	1 501	1 367
Recouvrement d'impôt différé	**(150)**	(29)	(213)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	**128**	32	(127)
Divers[1]	**462**	452	648
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	**(1 156)**	(956)	(823)
Fonds provenant des activités	**1 005 $**	934 $	807 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

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

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

	2022	2021	2020
Perte de base par part de société en commandite[1]	**(0,60) $**	(0,69) $	(0,61) $
Charge d'amortissement	**1,45**	1,43	1,24
Perte de change et sur les instruments financiers	**0,29**	0,20	0,06
Recouvrement d'impôt différé	**(0,24)**	(0,21)	(0,29)
Divers	**0,66**	0,72	0,92
Fonds provenant des activités par part[2]	**1,56 $**	1,45 $	1,32 $

1) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'est élevé à 275,2 millions (274,9 millions en 2021 et 271,1 millions en 2020).

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,9 millions (645,6 millions en 2021 et 609,5 millions en 2020), 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 délaisser la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de sources renouvelables s'accroîtra sous l'effet de leurs coûts de plus en plus concurrentiels.

Au Brésil et en Colombie, nous prévoyons aussi que les prix de l'électricité continueront d'être favorisés par le besoin de construire de nouvelles sources d'approvisionnement à moyen ou long terme pour répondre à la demande croissante. Sur ces marchés, la négociation de contrats d'électricité représente actuellement le seul mécanisme d'achat et de vente d'électricité. Par conséquent, nous nous attendons à obtenir des prix plus élevés lorsque nous renégocierons à moyen terme.

Le tableau suivant présente les contrats que nous avons conclus pour les cinq prochains exercices relativement à la production en Amérique du Nord, 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 67 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 14 ans (au prorata).

(En GWh, sauf indication contraire)	2023	2024	2025	2026	2027
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis[1]	7 783	6 681	5 882	5 248	5 109
Canada	3 541	3 528	3 528	3 528	3 528
	11 324	10 209	9 410	8 776	8 637
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 254	3 220	3 222	3 176	3 045
Canada	1 191	1 191	1 191	1 114	959
	4 445	4 411	4 413	4 290	4 004
Brésil	589	619	630	630	630
Europe	866	866	866	866	859
Asie	540	548	548	548	556
	6 440	6 444	6 457	6 334	6 049
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	2 374	2 436	2 430	2 418	2 410
Énergie décentralisée et solutions durables	968	957	945	933	916
Production visée par contrat au prorata	21 106	20 046	19 242	18 461	18 012
Production non visée par contrat au prorata	1 717	2 777	3 581	4 362	4 811
Production moyenne à long terme au prorata	22 823	22 823	22 823	22 823	22 823
Participations ne donnant pas le contrôle	26 221	26 221	26 221	26 221	26 221
Production moyenne à long terme totale	49 044	49 044	49 044	49 044	49 044
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	92 %	88 %	84 %	81 %	79 %
Prix par MWh – production totale au prorata	84 $	86 $	86 $	88 $	89 $

1) Comprend la production de 2 621 GWh pour 2023, de 1 497 GWh pour 2024 et de 699 GWh pour 2025 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 16 ans en Amérique du Nord, à 12 ans en Europe, à 10 ans au Brésil, à 4 ans en Colombie et à 15 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

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

En ce qui concerne le portefeuille en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non contractuelle 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 de réglementation de l'électricité (43 %), sociétés de distribution (22 %), utilisateurs commerciaux et industriels (20 %) et Brookfield (15 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours 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 91 % liée à des projets.

Le tableau suivant présente la structure du capital aux 31 décembre :

	Siège social		Consolidé	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021	**2022**	2021
Facilité de crédit de la société mère[1]	**— $**	— $	**— $**	— $
Papier commercial[1]	**249**	—	**249**	—
Dette				
Billets à moyen terme[2]	**2 307**	2 156	**2 307**	2 156
Emprunts sans recours[3]	**—**	—	**22 321**	19 352
	2 307	2 156	**24 628**	21 508
Passifs d'impôt différé, montant net[4]	**—**	—	**6 331**	6 018
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	**—**	—	**14 755**	12 303
Actions privilégiées	**571**	613	**571**	613
Billets subordonnés perpétuels	**592**	592	**592**	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées[5]	**760**	832	**760**	832
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	**9 608**	9 607	**9 608**	9 607
Total de la structure du capital	**13 838 $**	13 800 $	**57 245 $**	51 473 $
Ratio d'endettement	**17 %**	16 %	**43 %**	42 %
Ratio d'endettement (valeur de marché)[6]	**11 %**	8 %	**39 %**	33 %

1) Les ratios d'endettement ne tiennent pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère et des émissions de papier commercial, car ils ne sont pas des sources de 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 8 millions $ (7 millions $ en 2021), déduction faite des primes non amorties.
3) Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 1 838 millions $ (30 millions $ en 2021) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais contractée auprès d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 124 millions $ (132 millions $ en 2021) et des primes non amorties de 105 millions $ (160 millions $ en 2021).
4) Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.
5) Le 31 décembre 2021, les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ont été ajustés pour refléter le rachat de parts privilégiées de série 5 d'une valeur de 72 millions $ CA effectué le 31 janvier 2021.
6) Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

LIQUIDITÉS DISPONIBLES

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	**444 $**	600 $
Placements dans des titres négociables	**211**	151
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées	**2 375**	2 375
Emprunts effectués sur les facilités de crédit[1]	**—**	(24)
Facilité de lettres de crédit autorisée	**500**	400
Lettres de crédit émises	**(344)**	(289)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	**2 531**	2 462
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	**509**	916
Liquidités disponibles	**3 695 $**	4 129 $

1) Se rapporte à des lettres de crédit totalisant 1 975 millions $ émises sur les facilités de crédit de la société mère d'Energie Brookfield.

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, le financement additionnel 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 aux 31 décembre :

	2022			2021		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**Taux d'intérêt (%)[1]**	**Durée (en années)**	**Total**	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total
Emprunts de la société mère						
Facilités de crédit	**s. o.**	**5**	**—**	s. o.	5	—
Papier commercial	**5,1**	**<1**	**249**	s. o.	s. o.	—
Billets à moyen terme	**4,1**	**11**	**2 307 $**	3,9	13	2 156 $
Emprunts sans recours au prorata[2,3]						
Hydroélectricité	**5,7**	**13**	**5 150**	4,8	12	4 913
Énergie éolienne	**4,6**	**9**	**1 935**	4,2	9	2 371
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	**3,6**	**13**	**2 367**	3,2	13	2 736
Énergie décentralisée et solutions durables	**4,3**	**9**	**897**	3,8	11	996
	4,9	**12**	**10 349**	4,2	13	11 016
			12 905 $			13 172 $
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			**(64)**			(28)
			12 841			13 144
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			**(373)**			(351)
Participations ne donnant pas le contrôle			**12 382**			8 736
Selon les états financiers IFRS			**24 850 $**			21 529 $

1) Comprend le rendement en trésorerie liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux.
2) Comprennent les ajustements de financements à l'échelle des projets après le 31 décembre 2022.
3) Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement », pour de plus amples renseignements sur la dette au prorata.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés, de l'amortissement prévu au prorata et des intérêts remboursables au 31 décembre 2022 :

(EN MILLIONS)	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts[1,2]							
Billets à moyen terme[3]	— $	— $	295 $	— $	369 $	1 643 $	2 307 $
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	48	110	362	323	138	1 336	2 317
Énergie éolienne	22	25	—	76	—	454	577
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	18	32	—	36	—	475	561
Énergie décentralisée et solutions durables	14	—	152	—	—	194	360
	102	167	514	435	138	2 459	3 815
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	153	167	146	173	175	2 019	2 833
Énergie éolienne	126	140	142	136	134	680	1 358
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	123	121	133	131	125	1 173	1 806
Énergie décentralisée et solutions durables	54	38	41	28	28	348	537
	456	466	462	468	462	4 220	6 534
Total	558 $	633 $	1 271 $	903 $	969 $	8 322 $	12 656 $
Intérêts à payer[1, 2, 4]							
Billets à moyen terme[1]	95 $	95 $	89 $	84 $	77 $	646 $	1 086 $
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	290	293	259	228	197	1 557	2 824
Énergie éolienne	86	87	74	65	58	146	516
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	92	87	85	79	74	335	752
Énergie décentralisée et solutions durables	38	38	33	25	24	63	221
	506	505	451	397	353	2 101	4 313
Total	601 $	600 $	540 $	481 $	430 $	2 747 $	5 399 $

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) Comprennent les ajustements de financement à l'échelle des projets après le 31 décembre 2022.

3) Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 8 millions $ (7 millions $ en 2021), déduction faite des primes non amorties.

4) Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur toute la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon les taux d'intérêt estimés.

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 à la négociation, à des conditions acceptables, de nos emprunts jusqu'en 2025 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

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

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

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des tableaux consolidés des flux de trésorerie annuels audités pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation, compte non tenu de la variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement	**1 924 $**	1 448 $	1 392 $
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées	**(19)**	2	59
Variation nette des soldes du fonds de roulement	**(194)**	(716)	(155)
Activités d'exploitation	**1 711**	734	1 296
Activités de financement	**3 489**	2 143	(792)
Activités d'investissement	**(5 066)**	(2 544)	(382)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	**(28)**	(35)	14
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**106 $**	298 $	136 $

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, compte non tenu de la variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées et de la variation nette du fonds de roulement, se sont établis à 1 924 millions $ par rapport à 1 448 millions $ en 2021 et à 1 392 millions $ en 2020, ce qui traduit un rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours des périodes considérées.

La variation nette des soldes du fonds de roulement, présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie annuels audités, s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Créances clients et autres actifs courants	**(296) $**	(515) $	(2) $
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	**109**	(282)	(91)
Autres actifs et passifs	**(7)**	81	(62)
	(194) $	(716) $	(155) $

Activités de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont totalisé 3 489 millions $. Notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de capital nous ont permis de financer notre croissance et de dégager un produit net de 3 486 millions $, provenant de papier commercial, de financements de la société mère et de financements additionnels sans recours, ainsi que de notre émission de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A perpétuelles vertes à taux fixe d'une valeur de 115 millions $ et d'obligations vertes de 10 ans de 296 millions $.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2022, 2021 et 2020, les distributions versées aux porteurs de parts se sont établies à respectivement 915 millions $, 854 millions $ et 769 millions $. Nous avons porté nos distributions à 1,28 $ par part de société en commandite en 2022 (1,22 $ en 2021 et 1,16 $ en 2020), soit une hausse de 5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2022. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts 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 1 372 millions $, 900 millions $ et 628 millions $. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle se sont établis à 1 788 millions $, déduction faite des remboursements de capital effectués à ces dernières, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont établis à 2 143 millions $. Notre solide situation financière et l'accès à diverses sources de financement nous ont permis de financer la croissance de nos activités et de générer un produit net de 3 225 millions $ provenant de financements additionnels du siège social et d'emprunts sans recours, y compris un financement stratégique d'un montant de 1,1 milliard $ CA visant une centrale hydroélectrique au Canada concurremment à la conclusion avec Hydro-Québec d'une convention d'achat d'électricité, ainsi qu'un produit net de 592 millions $ provenant de notre première émission de billets subordonnés perpétuels verts. Au cours de l'exercice, nous avons racheté nos parts de société en commandite privilégiées de série 9 en contrepartie de 153 millions $.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 792 millions $. Notre solide bilan nous a offert un accès à de multiples sources de capital pour financer la croissance de nos activités comme il est mentionné ci-après dans nos activités d'investissement. Ces sources comprenaient le produit tiré de notre première émission de parts privilégiées de série 17 d'une valeur de 200 millions $ sur le marché américain au cours du premier trimestre de 2020, de notre émission d'obligations vertes de la société mère de 10 ans d'un montant en capital de 350 millions $ CA (248 millions $) et de notre émission d'obligations vertes de la société mère de 30 ans d'un montant en capital de 425 millions $ CA (319 millions $), la vente d'une participation de 40 % dans un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 852 MW et le produit net tiré des financements additionnels sans recours, du papier commercial et des facilités de crédit de la société mère, qui a été plus que contrebalancé par le remboursement d'emprunts, y compris le remboursement, avant l'échéance, des billets à moyen terme de série 8 totalisant 400 millions $ CA (304 millions $).

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont établis à 5 066 millions $. Au cours de l'exercice, nous avons investi dans notre croissance à hauteur de 2 452 millions $, notamment dans un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de plus de 800 MW et un portefeuille de projets de développement d'une puissance de plus de 22 GW, dans un portefeuille composé d'une plateforme en développement d'accumulation d'énergie et d'énergie solaire destinée aux réseaux

publics aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, dans un promoteur d'actifs de production décentralisée d'une puissance de 500 MW qui détient des actifs en exploitation visés par contrat et en cours de construction ainsi qu'un portefeuille de projets de développement d'une puissance de 1,8 GW aux États-Unis, dans un portefeuille d'actifs solaires destinés aux réseaux publics d'une puissance de 1,7 GW en développement en Allemagne et dans une participation de 83 % dans un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 437 MW composé d'actifs de grande qualité en exploitation et en développement au Chili. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles, y compris l'acquisition de portefeuilles d'énergie éolienne en exploitation et en développement au Brésil et en Chine d'une puissance de plus de 400 MW, 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 2 190 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont chiffrés à 2 544 millions $. Au cours de l'exercice, nous avons recyclé les capitaux tirés de la vente de portefeuilles éoliens en Europe et aux États-Unis conclue aux deuxième et troisième trimestres de 2021 en contrepartie de respectivement 379 millions $ et 448 millions $, en investissant dans des occasions de croissance relutives à hauteur de 1 480 millions $ dans le but de faire l'acquisition, entre autres, d'un portefeuille d'énergie éolienne d'une puissance de 845 MW, d'une plateforme de production décentralisée aux États-Unis composée d'actifs solaires en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW ainsi que d'un portefeuille de projets de développement composé d'actifs en développement de plus de 700 MW et d'une participation de 23 % dans une société de production d'énergie renouvelable d'envergure en Europe dont la participation dans un portefeuille de projets de développement d'énergie éolienne en mer est d'une puissance de 3 000 MW. Notre investissement soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction de projets de développement d'énergie solaire au Brésil d'une puissance de 1 800 MW, dont une puissance de 357 MW est entrée en exploitation au cours de l'exercice, et le maintien de l'initiative de rééquipement des projets éoliens existants, a atteint 1 967 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 382 millions $. Nous avons investi un montant de 316 millions $ dans nos acquisitions, nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres investissements financiers, notamment un portefeuille d'énergie solaire en Espagne d'une puissance de 100 MW, la deuxième tranche de titres convertibles de TransAlta et un portefeuille de prêts garantis par des actifs en exploitation d'une puissance de près de 2 500 MW de l'une des plus importantes sociétés financières non bancaires en Inde. Ces investissements ont été en partie financés par le produit tiré de la vente d'actifs éoliens en Irlande d'une puissance de 47 MW conclue au cours du quatrième trimestre de 2020. Notre investissement soutenu dans nos immobilisations corporelles, y compris la mise en chantier d'un projet de développement d'énergie solaire au Brésil prêt à la construction d'une puissance de 1 800 MW, a atteint 447 millions $.

ACTIONS, BILLETS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation aux 31 décembre étaient comme suit :

	2022	2021
Actions privilégiées de catégorie A[1]	**31 035 967**	31 035 967
Billets subordonnés perpétuels	**24 400 000**	24 400 000
Parts privilégiées[2, 3]	**38 000 000**	44 885 496
Participation de commandité	**3 977 260**	3 977 260
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	**194 487 939**	194 487 939
Actions échangeables de BEPC	**172 218 098**	172 203 342
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	**275 084 265**	274 837 890
Régime de réinvestissement des distributions	**262 177**	230 304
Échangées contre des actions échangeables de BEPC	**12 308**	16 071
Solde à la fin de l'exercice	**275 358 750**	275 084 265
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral[4]	**642 064 787**	641 775 546

1) Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 6 849 533 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation; 3 110 531 actions privilégiées de catégorie A, série 2 sont en circulation; 9 961 399 actions privilégiées de catégorie A, série 3 sont en circulation; 4 114 504 actions privilégiées de catégorie A, série 5 sont en circulation; et 7 000 000 d'actions privilégiées de catégorie A, série 6 sont en circulation.

2) Les parts privilégiées sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison de une pour une, au gré du porteur comme suit : 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2026); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2023); 7 000 000 de parts privilégiées de série 15 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 16 à partir du 30 avril 2024), 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation et 6 000 000 de parts privilégiées de série 18 sont en circulation.

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

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

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Le tableau suivant présente les dividendes et distributions déclarés et versés pour les exercices clos les 31 décembre :

	Déclarés			Versés		
(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020	**2022**	2021	2020
Actions privilégiées de catégorie A	**26 $**	26 $	25 $	**26 $**	26 $	25 $
Billets subordonnés perpétuels	**29 $**	12 $	— $	**27 $**	9 $	— $
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	**44 $**	55 $	54 $	**44 $**	55 $	52 $
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	**1 275 $**	810 $	551 $	**1 275 $**	810 $	551 $
Participation de commandité et distributions incitatives	**100 $**	85 $	70 $	**100 $**	85 $	70 $
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	**250 $**	237 $	250 $	**250 $**	237 $	250 $
Actions échangeables de BEPC	**220 $**	209 $	116 $	**220 $**	207 $	100 $
Parts de société en commandite	**355 $**	335 $	349 $	**345 $**	325 $	349 $

Les distributions par part aux porteurs de parts de société en commandite, sur une base annualisée, ont été augmentées comme suit :

Date de l'augmentation	Montant de l'augmentation	Pourcentage de l'augmentation	Distribution annuelle	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2019	0,05 $	5 %	1,10 $	Mars 2019
Février 2020	0,06 $	5 %	1,16 $	Mars 2020
Février 2021	0,06 $	5 %	1,22 $	Mars 2021
Février 2022	0,06 $	5 %	1,28 $	Mars 2022
Février 2023	0,07 $	5 %	1,35 $	Mars 2023

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

- Engagements – Ententes relatives à l'utilisation de l'eau, de terrains et de barrages, et contrats et modalités relatifs aux acquisitions confirmées de portefeuilles d'exploitation et de projets de développement
- Éventualités – Actions en justice, arbitrages et poursuites dans le cours normal des activités et émission de lettres de crédit
- Garanties – Nature de toutes les promesses d'indemnisation

INFORMATIONS FINANCIÈRES SUPPLÉMENTAIRES

En avril 2021 et en décembre 2021, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., filiale entièrement détenue par Énergie Brookfield, a émis des billets subordonnés perpétuels d'une valeur respective de 350 millions $ et 260 millions $ 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 pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Produits[1]	**— $**	— $	— $
Profit brut	**—**	—	—
Produits des dividendes reçus des filiales non garantes	**777**	562	436
Résultat net	**708**	532	410

1) Le total des produits d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établi à 4 711 millions $ (4 096 millions $ en 2021 et 3 810 millions $ en 2020).

(EN MILLIONS)	**31 décembre 2022**	31 décembre 2021
Actifs courants[1]	**820 $**	1 145 $
Total de l'actif[2, 3]	**2 253**	2 688
Passifs courants[4]	**7 862**	7 710
Total du passif[5]	**7 877**	7 710

1) Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 809 millions $ (904 millions $ en 2021).
2) Aux 31 décembre 2022 et 2021, le total de l'actif d'Énergie Brookfield s'élevait à respectivement 64 111 millions $ et 55 867 millions $.
3) Le montant à payer par les filiales non garantes s'est élevé à 2 167 millions $ (2 360 millions $ en 2021).
4) Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 7 408 millions $ (7 463 millions $ en 2021).
5) Le montant à payer aux filiales non garantes s'est élevé à 7 408 millions $ (7 463 millions $ en 2021).

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

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

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve. Au 31 décembre 2022, les lettres de crédit émises totalisaient 1 609 millions $ (1 048 millions $ en 2021).

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021	2020
Information sur l'exploitation :			
Puissance (MW)	**25 377**	21 049	18 884
Production totale (GWh)			
Production moyenne à long terme	**63 656**	58 913	57 457
Production réelle	**63 036**	56 629	52 782
Production au prorata (GWh)			
Production moyenne à long terme	**30 126**	29 852	27 998
Production réelle	**28 669**	27 150	26 052
Produits moyens ($ par MWh)	**88**	82	81
Informations financières supplémentaires :			
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	**(295) $**	(368) $	(304) $
Perte de base par part de société en commandite[1]	**(0,60)**	(0,69)	(0,61)
BAIIA ajusté au prorata[2]	**2 002**	1 876	1 614
Fonds provenant des activités[2]	**1 005**	934	807
Fonds provenant des activités par part[2, 3]	**1,56**	1,45	1,32
Distribution par part de société en commandite	**1,28**	1,22	1,16

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2022**	2021	2020
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**54 283 $**	49 432 $	44 590 $
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	**1 392**	1 107	971
Total de l'actif	**64 111**	55 867	49 722
Total des emprunts	**24 850**	21 529	18 082
Passifs d'impôt différé	**6 507**	6 215	5 515
Autres passifs	**6 468**	4 127	4 358
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	**14 755**	12 303	11 100
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**59**	59	56
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**2 892**	2 894	2 721
Actions échangeables de BEPC	**2 561**	2 562	2 408
Actions privilégiées	**571**	613	609
Billets subordonnés perpétuels	**592**	592	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	**760**	881	1 028
Capitaux propres des commanditaires	**4 096**	4 092	3 845
Total du passif et des capitaux propres	**64 111**	55 867	49 722
Ratio d'endettement (valeur de marché)[4]	**39 %**	33 %	27 %

1) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, le nombre moyen de parts de société en commandite s'est élevé à 275,2 millions (274,9 millions en 2021 et 271,1 millions en 2020).

2) Mesure non conforme aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS » et à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

3) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 645,9 millions (645,6 millions en 2021 et 609,5 millions en 2020), 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.

4) 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.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

	2022				2021			
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**T4**	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT	17 692	15 097	16 280	15 097	14 946	13 776	16 092	14 099
Production totale (GWh) – réelle	16 450	14 906	16 488	15 196	14 585	13 533	14 683	13 828
Production au prorata (GWh) – MLT	7 655	6 905	8 152	7 414	7 197	6 697	8 356	7 602
Production au prorata (GWh) – réelle	6 826	6 440	7 978	7 425	6 637	6 125	7 013	7 375
Produits	**1 196 $**	**1 105 $**	**1 274 $**	**1 136 $**	**1 091 $**	**966 $**	**1 019 $**	**1 020 $**
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(82)**	**(136)**	**1**	**(78)**	**(57)**	**(115)**	**(63)**	**(133)**
Perte de base par part de société en commandite	**(0,16)**	**(0,25)**	**(0,03)**	**(0,16)**	**(0,12)**	**(0,21)**	**(0,13)**	**(0,24)**
Fonds provenant des activités	225	243	294	243	214	210	268	242
Fonds provenant des activités par part	0,35	0,38	0,46	0,38	0,33	0,33	0,42	0,38
Distribution par part de société en commandite	0,32	0,32	0,32	0,32	0,30	0,30	0,30	0,30

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)					
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté[2]		Fonds provenant des activités	
	2022	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Hydroélectricité										
Amérique du Nord	**2 427**	2 559	**2 910**	2 913	**219 $**	262 $	**131 $**	164 $	**87 $**	123 $
Brésil	**960**	810	**1 020**	1 007	**55**	38	**40**	26	**38**	18
Colombie	**1 222**	1 100	**1 064**	1 004	**68**	64	**58**	42	**33**	40
	4 609	4 469	**4 994**	4 924	**342**	364	**229**	232	**158**	181
Énergie éolienne										
Amérique du Nord	**1 005**	1 044	**1 300**	1 195	**91**	83	**79**	53	**62**	36
Europe	**234**	262	**262**	251	**32**	35	**31**	36	**25**	30
Brésil	**141**	128	**166**	168	**8**	5	**5**	4	**5**	4
Asie	**159**	121	**201**	113	**12**	8	**9**	7	**5**	4
	1 539	1 555	**1 929**	1 727	**143**	131	**124**	100	**97**	74
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	**418**	356	**551**	381	**77**	68	**54**	67	**29**	41
Énergie décentralisée et solutions durables[1]	**260**	257	**181**	165	**83**	54	**50**	39	**36**	29
Siège social	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**4**	(7)	**(95)**	(111)
Total	**6 826**	6 637	**7 655**	7 197	**645 $**	617 $	**461 $**	431 $	**225 $**	214 $

1) La production réelle comprend 123 GWh (90 GWh en 2021) provenant des centrales qui ne présentent pas de production moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « Partie 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » pour connaître les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte d'une production moyenne à long terme pour certaines de nos centrales.

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.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2022, les fonds provenant des activités ont totalisé 225 millions $ par rapport à 214 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont augmenté de 11 millions $ en raison des apports de la croissance, de la grande disponibilité des actifs et de la production accrue des centrales hydroélectriques, tout particulièrement celles au Brésil et en Colombie.

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 31 décembre 2022 :

	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables		
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie			Siège social	Total
Résultat net	38 $	27 $	96 $	4 $	14 $	(1) $	14 $	(90) $	37 $	(79) $	60 $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	105	23	24	93	16	11	15	88	32	1	408
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(37)	(18)	3	(5)	4	(1)	(4)	(26)	(6)	(24)	(114)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	17	—	(34)	(13)	(1)	—	—	70	(39)	25	25
Divers[1]	8	5	44	2	23	6	8	7	60	5	168
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	44	44
Charge d'intérêts	82	12	72	47	4	7	8	62	25	32	351
Charge d'impôt exigible	1	—	30	—	1	3	4	2	1	—	42
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(83)	(9)	(177)	(49)	(30)	(20)	(36)	(59)	(60)	—	(523)
BAIIA ajusté	131 $	40 $	58 $	79 $	31 $	5 $	9 $	54 $	50 $	4 $	461 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

2) Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond 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 31 décembre 2021 :

	Attribuable aux porteurs de parts										
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables		
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie			Siège social	Total
Résultat net	45 $	13 $	129 $	(97) $	30 $	(11) $	21 $	(30) $	3 $	(70) $	33 $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :											
Charge d'amortissement	98	16	26	111	24	9	11	65	21	—	381
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(14)	(4)	7	(29)	2	2	—	(23)	(7)	(31)	(97)
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	12	2	—	34	(7)	3	(2)	11	4	(3)	54
Divers[1]	3	(5)	—	36	4	6	(17)	39	42	12	120
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	64	64
Charge d'intérêts	69	8	36	40	4	6	9	53	9	21	255
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	—	2	(22)	(1)	1	1	2	—	—	—	(17)
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	(49)	(6)	(134)	(41)	(22)	(12)	(17)	(48)	(33)	—	(362)
BAIIA ajusté	164 $	26 $	42 $	53 $	36 $	4 $	7 $	67 $	39 $	(7) $	431 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

2) Le montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence correspond 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 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Résultat net	**60 $**	33 $
Ajouter ou déduire les éléments suivants :		
Charge d'amortissement	**408**	381
(Recouvrement) d'impôt différé	**(114)**	(97)
Perte de change et sur les instruments financiers	**25**	54
Divers[1]	**168**	120
Montant attribuable aux participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et aux participations ne donnant pas le contrôle[2]	**(322)**	(277)
Fonds provenant des activités	**225 $**	214 $

1) Se reporter à la note 10, « Divers ». Les montants au poste Divers ne sont pas liés aux activités génératrices de produits et ne sont pas des charges d'exploitation en trésorerie récurrentes normales nécessaires à l'exercice des activités. Le solde du poste Divers comprend également les dérivés et les autres réévaluations et règlements, les profits ou pertes sur l'extinction ou la modification de la dette, les coûts de transaction, les frais juridiques, les provisions, l'amortissement des actifs de concession, et la quote-part d'Énergie Brookfield dans les couvertures de change et les profits et pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne prévoyions pas détenir à long terme qui sont compris dans les fonds provenant des activités.

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

Le tableau suivant présente le rapprochement par part des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat de base par part de société en commandite fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 31 décembre :

	2022	2021
Perte de base par part de société en commandite[1]	**(0,16) $**	(0,12) $
Charge d'amortissement	**0,34**	0,33
Perte de change et sur les instruments financiers	**0,10**	0,10
Recouvrement d'impôt différé	**(0,12)**	(0,13)
Divers	**0,19**	0,15
Fonds provenant des activités par part[2]	**0,35 $**	0,33 $

1) Pour le trimestre clos le 31 décembre 2022, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 275,3 millions (275,0 millions en 2021).

2) Pour le trimestre clos le 31 décembre 2022, le nombre moyen de parts s'est établi à 646,0 millions (645,7 millions en 2021), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité.

PARTIE 7 – RISQUES D'ENTREPRISE ET GESTION DES RISQUES

GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

Les objectifs de la direction consistent à protéger Énergie Brookfield contre les risques économiques importants et la variabilité des résultats découlant de divers risques financiers, notamment le risque de prix de l'électricité, le risque de change, le risque de taux d'intérêt, le risque de crédit et le risque de liquidité. De plus amples renseignements sur ces risques se trouvent à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés annuels audités.

Le tableau suivant présente les risques financiers d'Énergie Brookfield et la méthode de gestion de ces risques :

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de prix de l'électricité	Nous sommes exposés aux variations du prix du marché de l'électricité.	– Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l'électricité est vendue. – Conserver un portefeuille de contrats financiers à court, moyen et long terme pour atténuer le risque relatif aux fluctuations des prix de l'électricité – Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation – Au 31 décembre 2022, environ 92 %, au prorata, de notre production pour 2023 (en 2021, 90 % de la production pour 2022) faisait l'objet de conventions d'achat d'électricité et de contrats financiers à court terme, compte non tenu du Brésil et de la Colombie. Au Brésil et en Colombie, environ respectivement 90 % et 67 %, au prorata, de la production pour 2023 (respectivement 90 % et 77 % en 2021) faisait l'objet de conventions d'achat d'électricité à court terme. Se reporter à la « Partie 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de change	Nous courons un risque de change – y compris par rapport au dollar canadien, au réal, à l'euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne, au yuan et au ringgit – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	– Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations de change – 30 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l'euro, soit 40 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change – Nous concluons un nombre limité de contrats de change visant à couvrir l'exposition aux devises en Amérique du Sud et en Asie, soit 30 % de notre portefeuille, en raison des coûts connexes élevés qu'entraîne la couverture de certaines devises. Toutefois, ce risque de change est atténué par l'indexation sur l'inflation annuelle de nos conventions d'achat d'électricité.
Risque de taux d'intérêt	Nous courons un risque lié aux taux d'intérêt sur notre dette à taux variable ainsi qu'à la révision des taux de dividende et de distribution sur respectivement nos actions privilégiées de catégorie A et nos parts privilégiées.	– Les actifs sont constitués essentiellement d'actifs physiques de longue durée, et les passifs financiers, de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties grâce à des instruments financiers liés aux taux d'intérêt afin de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt à un taux fixe – Conclure des contrats de taux d'intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance et de dettes à taux d'intérêt variables – Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 7 % du total de la dette, après avoir tenu compte de la dette à taux variable ayant été couverte au moyen de swaps de taux d'intérêt. Notre exposition aux taux variables découle essentiellement de nos activités en Amérique du Sud, où des possibilités de contracter des couvertures et de la dette à taux fixe sont limitées en raison des coûts connexes élevés.

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de crédit	Nous courons un risque de crédit lié aux activités d'exploitation et à certaines activités de financement, dont le risque maximal est représenté par les valeurs comptables présentées dans les états de la situation financière. Nous courons un risque de crédit si les contreparties à nos contrats d'énergie, swaps de taux d'intérêt, contrats de change à terme, transactions physiques d'électricité et de gaz, et créances clients sont incapables de respecter leurs obligations.	– Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date. – Exposition à des contreparties dont la cote de crédit est de première qualité – Utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit – Au 31 décembre 2022, 89 % des créances clients d'Énergie Brookfield n'étaient pas en souffrance (82 % en 2021)
Risque de liquidité	Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers. Nous sommes également assujettis au risque de liquidité interne, car nous exerçons nos activités par l'intermédiaire d'entités juridiques distinctes (filiales et sociétés affiliées) et sommes tributaires des entrées de trésorerie provenant de ces entités pour acquitter les charges du siège social, verser des dividendes et faire des distributions respectivement aux actionnaires et aux porteurs de parts. Aux termes des conventions de crédit liées à la dette des filiales, les distributions en espèces versées à Énergie Brookfield sont généralement interdites si l'entité a manqué à son engagement de remboursement de l'emprunt (notamment le non-paiement du capital ou des intérêts), ou si elle n'atteint pas un ratio de couverture des charges fixes par les flux de référence. Se reporter à la note 20, « Gestion du capital », des états financiers consolidés annuels pour de plus amples renseignements.	– Au 31 décembre 2022, les liquidités disponibles s'élevaient à 3,7 milliards $. Les liquidités se composent de notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, de nos placements dans des titres négociables, de la tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère et de notre quote-part des facilités de crédit des filiales. Pour de plus amples renseignements sur les liquidités disponibles et le calendrier d'échéances de la dette respectif, se reporter à la « Partie 5 – Situation de trésorerie et sources de financement ». – Suivi efficace et régulier des clauses restrictives et collaboration avec les prêteurs pour redresser tout manquement – Cibler des titres de créance de première qualité ou des titres de créance présentant des caractéristiques de première qualité qui ont la capacité d'absorber la volatilité des flux de trésorerie – Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période – Trésorerie suffisante provenant des activités d'exploitation, accès à des facilités de crédit non utilisées et possibilité de recourir aux marchés financiers pour financer nos activités et respecter nos obligations à leur échéance – Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité

FACTEURS DE RISQUE

Les facteurs de risque auxquels les activités d'Énergie Brookfield sont les plus susceptibles d'être exposées sont présentés ci-après, mais ne les englobent pas tous. Pour une description des autres risques possibles, veuillez consulter le formulaire 20-F qui est accessible sur EDGAR et sur SEDAR.

Risques liés à nos activités et à notre secteur

Des changements dans la disponibilité des ressources, en raison notamment des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales pourraient occasionner un changement défavorable dans la quantité d'électricité que nous sommes en mesure de produire.

Les produits dégagés par nos centrales d'énergie renouvelable sont en rapport direct avec la quantité d'électricité produite, laquelle dépend à son tour des débits d'eau accessibles, du régime des vents, des conditions d'éclairement énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents, l'éclairement énergétique et les conditions météorologiques présentent des variations naturelles d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre et peuvent aussi changer en permanence en raison d'un changement climatique ou d'autres facteurs.

Si, dans l'avenir, nos centrales de production devaient faire face à une inondation, des conditions météorologiques extrêmes (y compris des violentes tempêtes de vent ou sécheresses), des incendies et des catastrophes naturelles, ou si des conditions géologiques inattendues ou d'autres conditions physiques défavorables devaient se manifester à nos centrales de production, la capacité de production de cette installation pourrait en être considérablement réduite ou compromise. Par exemple, nos centrales hydroélectriques dépendent des débits d'eau des bassins hydrologiques dans lesquels nous exerçons nos activités et des changements dans les tendances hydrologiques, comme les sécheresses, pourraient avoir sur ces centrales une incidence défavorable importante. Les centrales hydroélectriques pourraient également être endommagées par d'importantes inondations. L'énergie éolienne et l'énergie solaire sont largement tributaires des conditions météorologiques et plus particulièrement, du régime des vents et de l'éclairement énergétique, respectivement. La rentabilité d'un parc éolien dépend non seulement du régime des vents observé sur place, lequel est variable par nature, mais aussi du fait que le régime des vents observé correspond aux hypothèses formulées pendant la phase de développement du projet ou au moment de l'acquisition du projet. De la même façon, les projections établies relativement aux ressources solaires s'appuient sur des hypothèses portant sur les situations météorologiques, l'ombrage et l'éclairement énergétique, lesquelles sont intrinsèquement variables et pourraient ne pas correspondre aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos centrales hydroélectriques ou du régime des vents à nos centrales d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairement énergétique à nos centrales d'énergie solaire pourrait occasionner un changement défavorable dans le volume d'électricité produite ainsi que les produits et les flux de trésorerie.

Les changements climatiques peuvent augmenter la fréquence et la violence des conditions météorologiques extrêmes et ils peuvent changer les modèles météorologiques existants d'une manière difficile à prévoir, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes de nos centrales de production et dans les marchés énergétiques où nous exerçons nos activités. En outre, les besoins énergétiques des consommateurs varient généralement en fonction des conditions météorologiques, soit principalement de la température et de l'humidité. Si les changements climatiques influencent les conditions météorologiques, l'utilisation d'énergie par les consommateurs pourrait fluctuer à la hausse ou à la baisse en fonction de la durée et de l'importance de ces nouvelles conditions météorologiques, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

L'offre et la demande sur le marché de l'énergie sont caractérisées par une volatilité qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les prix de l'électricité et produire un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

Une tranche de nos produits est directement ou indirectement tributaire du prix de gros de l'électricité sur les marchés de l'énergie au sein desquels nous exerçons nos activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont la gestion de la production et la quantité de puissance installée excédentaire par rapport à la charge dans un marché donné; le coût lié au contrôle des émissions de dioxyde de carbone et d'autres polluants; la structure du marché de l'électricité; les conditions météorologiques (comme les températures

extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique; le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; et l'instabilité politique (comme le conflit entre l'Ukraine et la Russie et les perturbations que les sanctions qui en découlent et d'autres événements connexes pourraient avoir sur les marchés de l'énergie européens en Europe).

À long terme, des incertitudes persistent quant à la croissance de la demande d'électricité, laquelle est influencée par la situation macroéconomique, les prix absolus et relatifs de l'énergie ainsi que par l'économie d'énergie et la gestion de la demande. Conséquemment, du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification à long terme de la construction ou de la mise hors service de la capacité de production de base (p. ex. les calendriers de mise hors service progressive de la capacité de production au moyen de charbon et d'énergie nucléaire dans certains marchés), à la planification des mises hors service de centrales électriques (par exemple, la production d'électricité au moyen du charbon), ainsi qu'à l'étendue, à la cadence et à la structure de la capacité de remplacement, ce qui exprime une fois de plus une interaction complexe entre les pressions politico-économiques et les préférences environnementales. Il est donc possible que cette volatilité et cette incertitude sur les marchés de l'énergie en général, y compris les marchés de l'énergie non renouvelable, produisent un effet négatif sur l'actif, le passif, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield.

À mesure que nos contrats expirent, nous pourrions nous voir dans l'impossibilité de les remplacer par des conventions comportant des modalités similaires.

Certaines CAÉ de notre portefeuille seront assujetties à des négociations de contrats dans l'avenir. Si les prix sont en baisse sur les marchés de l'électricité au moment de ces négociations, cela peut avoir une incidence sur notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou encore sur notre capacité de les renégocier ou de les remplacer selon des modalités que nous jugeons acceptables. En outre, un bassin restreint d'acheteurs potentiels de l'électricité produite par nos centrales d'énergie renouvelable dans certains territoires pourrait limiter notre capacité à négocier des modalités favorables aux termes de nouvelles CAÉ ou de CAÉ existantes qui sont assujetties à des négociations de contrats. Nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à notre capacité de renégocier ou de remplacer ces contrats à leur expiration, et même si nous devions être capables de les renégocier ou de les remplacer ainsi, nous ne pouvons offrir aucune garantie quant à l'obtention des mêmes prix ou modalités que ceux stipulés à l'heure actuelle. Si nous ne sommes pas en mesure de renégocier ou de remplacer ces contrats, ou que nous ne sommes pas en mesure d'obtenir des prix correspondant pour le moins au prix actuel que nous recevons, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en souffrir. D'un autre côté, nous pourrions négocier des contrats à des prix qui peuvent apparaître intéressants au moment de la négociation, mais qui, en raison d'une augmentation importante du prix de l'électricité pendant la durée du CAE, nous obligent dans l'avenir à vendre de l'électricité à des prix inférieurs aux tarifs du marché.

Il existe un risque que nos concessions ne soient pas renouvelées ou que les concessions nécessaires, s'il y a lieu, au déploiement de nos projets d'aménagement, ne soient pas accordées.

Nous détenons des concessions et nous avons des droits pour l'exploitation de nos centrales qui comprennent généralement des droits sur les terrains et l'eau nécessaires à la production d'électricité, lesquels doivent être renouvelés à leur échéance. Actuellement, nous prévoyons que nos concessions seront renouvelées. Cependant, si des droits de renouvellement ne nous sont pas accordés ou si nos concessions sont renouvelées selon des conditions qui nous imposent des coûts additionnels, ou si des restrictions supplémentaires sont imposées, comme la fixation d'un prix plafond pour les ventes d'énergie, notre rentabilité et nos activités pourraient en souffrir. En outre, des concessions pourraient être requises pour l'avancement de nos projets d'aménagement. Rien ne garantit que la concession dont nous avons besoin pour un projet donné nous sera accordée ou, le cas échéant, dans quels délais ou selon quelles conditions elle nous sera accordée.

Le montant de la production qui n'est pas visée par contrat dans notre portefeuille pourrait augmenter.

En 2022 et en 2021, une tranche d'environ 87 % de notre production d'énergie renouvelable (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants solvables au cours de chacune de ces années civiles. La partie de notre portefeuille qui n'est pas visée par contrat pourrait augmenter graduellement au cours de chacune de ces années civiles. Nous pouvons vendre à l'occasion de l'électricité en provenance de notre production non visée par contrat sur le marché au comptant ou d'autres marchés

de l'électricité concurrentiels. Pour ce qui est de ces transactions, le taux de rendement sur notre capital investi au moyen de tarifs prescrits ne nous est pas garanti, et les produits et les résultats d'exploitation sont susceptibles de dépendre, en grande partie, des cours du marché en vigueur. Ces cours du marché varient en fonction de facteurs qui sont hors de notre volonté et peuvent connaître de fortes fluctuations pendant des périodes relativement courtes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties et de déployer nos projets d'aménagement d'énergie renouvelable nécessite la disponibilité d'installations d'interconnexion et de réseaux de transport et l'accessibilité à ceux-ci.

Notre capacité de vendre de l'électricité repose sur la disponibilité des différents réseaux de transport permettant d'assurer la livraison de l'électricité à un point de livraison contractuel et l'accessibilité à ceux-ci, ainsi que des ententes et installations nécessaires au raccordement des projets de production d'énergie renouvelable aux réseaux de transport. L'absence de cette disponibilité et de cette accessibilité, notre incapacité à obtenir des modalités raisonnables pour les ententes d'interconnexion et de transport, les défaillances opérationnelles ou le démantèlement des installations d'interconnexion ou de transport existantes, et une capacité insuffisante de ces installations d'interconnexion ou de transport, la réduction de la production en raison d'interruptions touchant les installations de transport, ou l'omission par un territoire donné d'aménager d'autres installations de transport pourraient avoir un effet défavorable sur notre capacité de livrer de l'électricité à nos diverses contreparties ou sur l'obligation, pour les contreparties, d'accepter la livraison de l'électricité et de la payer. Un accès insuffisant aux réseaux de transport et d'interconnexion pourrait également limiter notre capacité de mettre en place de nouveaux projets commerciaux, lesquels nécessitent des réseaux de transport disposant de points d'interconnexion disponibles et de la capacité globale nécessaire pour transporter l'énergie qui devrait être produite par un projet d'aménagement rendu au stade de l'exploitation commerciale. Le manque d'accès aux réseaux de transport pourrait par conséquent nuire à nos actifs, à nos passifs, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

La rupture d'un barrage pourrait se traduire par une perte de capacité de production et des dommages à l'environnement, à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous obliger à engager des capitaux et d'autres ressources considérables et engager sérieusement notre responsabilité.

La rupture d'un barrage à l'une de nos centrales hydroélectriques ou la rupture des barrages d'autres centrales de production ou encore de barrages exploités par des tiers en amont ou en aval de nos centrales hydroélectriques pourrait se traduire par une perte de capacité de production jusqu'à ce que la rupture ait été réparée. Si la rupture se produit à l'une de nos centrales, la réparation de cette rupture pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Comme il est mentionné ci-dessus, ces ruptures extrêmes pourraient également causer un préjudice à des tiers ou à l'environnement, ce qui pourrait, dans les deux cas, engager sérieusement notre responsabilité. La rupture d'un barrage à une centrale de production ou à un barrage exploité par un tiers qui se trouve en amont de l'une de nos installations pourrait entraîner une perte de revenus en raison de la perturbation à court terme des débits d'eau prévus. Même si la rupture n'a pas lieu à une installation en amont, elle pourrait entraîner l'adoption de nouveaux règlements dont l'application pourrait se révéler coûteuse et qui pourraient avoir une incidence sur les centrales d'Énergie Brookfield. Chaque nouveau règlement pourrait entraîner des dépenses en immobilisations importantes au titre de la conformité et notre position financière pourrait en subir les contrecoups.

Les risques liés à la commercialisation de l'énergie peuvent nuire à nos activités.

Nos activités de commercialisation de l'énergie comprennent l'établissement de positions dans les marchés de l'énergie de gros et de détail. Dans la mesure où nous concluons des contrats d'achat à terme ou prenons des positions acheteur dans les marchés de l'énergie, un fléchissement des cours du marché pourrait entraîner des pertes en raison d'une baisse de la valeur de ces positions acheteur. En revanche, dans la mesure où nous concluons des contrats de vente à terme ou prenons des positions vendeur, une tendance à la hausse dans les cours du marché pourra nous exposera à des pertes au fur et à mesure que nous essayons de couvrir des positions vendeur grâce à des achats d'énergie dans un marché en hausse.

Nos stratégies de commercialisation de l'énergie dépendent également des contreparties qui s'acquittent de leurs obligations envers nous et de la qualité du nantissement donné. Nos positions peuvent être influencées par la volatilité des marchés de l'énergie qui, à leur tour, sont tributaires de différents facteurs, notamment les conditions météorologiques dans diverses régions géographiques et le déséquilibre entre l'offre et la demande à court terme, autant de facteurs impossibles à prévoir avec certitude. Un mouvement dans les marchés de l'énergie pourrait avoir un effet défavorable sur nos positions, ce qui pourrait également nuire à nos activités.

Même si nous avons recours à de nombreux contrôles de gestion de risque afin de limiter l'exposition découlant des activités de négociation, nous ne pouvons garantir que nous ne subirons pas de pertes et ces pertes pourraient être au-delà des paramètres de nos mesures de contrôle du risque.

Les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités comportent des risques sectoriels d'ordre général.

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie, chacun de ces marchés étant touché par la concurrence, les prix, l'offre et la demande d'électricité, l'emplacement des lignes de transport servant à l'importation et à l'exportation et l'ensemble de la conjoncture politique, économique et sociale et des politiques s'y rapportant. Nos activités sont également concentrées pour la plupart dans un nombre relativement petit de pays et, par conséquent, sont exposées à des risques précis liés à ces pays (comme les conditions météorologiques, la conjoncture économique locale ou les contextes politiques/réglementaires) qui pourraient avoir sur nous une incidence démesurée. Un déclin généralisé et prolongé de l'économie en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe ou en Asie, ou de l'économie des pays dans lesquels nous exerçons nos activités ou le déploiement d'efforts de conservation soutenus visant à réduire la consommation d'électricité, pourrait réduire la demande d'électricité et, par conséquent, avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nos activités sont exposées aux risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

La propriété, la construction et l'exploitation de nos actifs de production comportent un risque inhérent de responsabilité liée à la santé, à la sécurité et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement pour corriger les conditions non sécuritaires et/ou corriger ou autrement régler une contamination ou des dommages environnementaux. Nous pourrions aussi être assujettis à des pénalités potentielles pour des infractions aux lois touchant la santé, la sécurité et l'environnement, de même qu'à une responsabilité civile potentielle. Dans le cours normal de nos activités, nous engageons des dépenses en immobilisations et d'exploitation pour respecter les lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, pour obtenir et respecter les licences, les permis et les autres approbations, ainsi que pour évaluer et gérer les risques s'y rapportant. Les coûts de la conformité avec de telles lois (et avec toutes lois ou modifications futures adoptées) peuvent augmenter et entraîner des dépenses supplémentaires élevées. Nous pourrions devenir assujettis à des ordonnances, à des enquêtes ou à d'autres poursuites gouvernementales (y compris des actions civiles) portant sur des questions liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement par suite desquelles nos activités pourraient être limitées ou suspendues. La survenance de l'un de ces événements ou tout changement à ces recours ou tout ajout à celles-ci ou leur mise en application plus rigoureuse pourrait avoir des conséquences défavorables importantes sur l'exploitation et occasionner des dépenses supplémentaires élevées. D'autres questions touchant l'environnement, la santé et la sécurité portant sur des matières actuellement connues ou inconnues peuvent occasionner des dépenses imprévues ou entraîner des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements aux activités) pouvant nuire considérablement à notre entreprise et à nos résultats d'exploitation.

Les contreparties à nos contrats pourraient ne pas respecter leurs obligations.

Dans le cours de nos activités, nous concluons un large éventail de contrats, notamment des CAE, des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction, des contrats de services à long terme, des contrats d'achat d'équipement et des conventions de coentreprises. Le non-respect, par les contreparties, de leurs obligations aux termes de ces contrats pourrait avoir un effet défavorable sur nos activités et nos résultats d'exploitation. Par exemple, si des acheteurs d'électricité aux termes de nos CAÉ ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAÉ concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAÉ concernée, nos actifs, nos passifs, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir puisque nous pourrions nous voir dans l'impossibilité

de remplacer la convention par une convention comportant des modalités équivalentes. De la même manière, des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux CAÉ ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue.

Nous nous fions à des systèmes opérationnels informatisés, qui pourraient nous exposer à des cyberattaques.

Nos activités reposent sur la technologie de l'information. En outre, nos activités s'appuient sur des services de télécommunication pour surveiller et contrôler à distance nos actifs et se raccorder aux organismes de réglementation, aux marchés de l'énergie de gros et à ses clients. Les systèmes d'information et les systèmes intégrés de partenaires commerciaux clés, y compris des fournisseurs de systèmes de technologies de l'information auxquels nous nous fions, et de certains organismes de réglementation sont également importants dans le cadre de l'exercice de nos activités. En conséquence, nous pourrions être exposés aux risques liés à la cybersécurité ou à d'autres atteintes à la sécurité de la technologie de l'information visant à fournir un accès non autorisé à notre information confidentielle et à celle de nos partenaires commerciaux, à détruire des données ou à mettre hors service, à détériorer ou à saboter ces systèmes au moyen de virus informatiques, de courriels frauduleux, de cyberattaques ou par d'autres moyens, et ces atteintes à la sécurité pourraient provenir de diverses sources, y compris de nos propres employés ou de tiers inconnus. Rien ne garantit que les mesures mises en œuvre pour assurer l'intégrité de ces systèmes offriront une protection adéquate et ces atteintes à la sécurité de notre technologie de l'information pourraient passer inaperçues pendant un certain temps. En cas de violation de nos mesures de cybersécurité, ou de panne ou de défaillance de nos systèmes opérationnels informatisés, ou des systèmes associés de réserve ou de stockage des données, certaines pourraient être perturbées et pourrions, entre autres, subir une perte financière ou une perte d'occasions d'affaires, faire face à une fermeture imprévue de nos installations d'exploitation, être victimes de l'appropriation indue ou de la publication non autorisée de renseignements confidentiels ou personnels, nos systèmes et les systèmes de ceux avec qui nous faisons affaire pourraient subir des dommages, nous pourrions nous rendre passibles de violation des lois sur la protection des renseignements personnels et d'autres lois, nous pourrions être impliqués dans des litiges, nous pourrions subir des sanctions réglementaires, subir des coûts de remise en état et faire face à l'augmentation des coûts d'entretien de nos systèmes. Par exemple, à l'instar de dispositions législatives similaires de certains États des États-Unis dans lesquels nous exerçons nos activités et au Brésil, le *Règlement général européen sur la protection des données*, entré en vigueur en mai 2018, prévoit des exigences opérationnelles strictes pour les entités traitant des données à caractère personnel et des peines sévères en cas de non-respect. Les brèches de cybersécurité ou les défaillances de nos systèmes des technologies de l'information pourraient avoir une incidence défavorable sur nos activités, la présentation de l'information, notre situation financière et nos résultats d'exploitation, et ultimement nuire à notre réputation.

Risques liés au financement

Notre capacité de financer nos activités et nos projets de croissance est assujettie à différents risques liés à l'état des marchés financiers et à notre capacité à réaliser une partie ou la totalité de nos activités de réinvestissement du capital.

Nous nous attendons à ce que les acquisitions futures, l'aménagement et la construction de nouvelles centrales et autres dépenses d'investissement soient financées au moyen des flux de trésorerie provenant des activités, du recyclage de capitaux, d'emprunts et d'éventuelles émissions de titres de capitaux propres. Les perturbations et la volatilité sur les marchés financiers pourraient entraîner une augmentation du coût du capital de la société en commandite et nuire à sa capacité de financer ses besoins de liquidités et de capitaux ainsi que la croissance de l'entreprise.

La totalité de notre structure organisationnelle fait appel à des dettes qui devront être remplacées à l'occasion. Par exemple, BEP, BRELP et LATAM Holdco, NA Holdco, Euro Holdco et Investco, ainsi que toute autre filiale en propriété exclusive directe de BRELP créée ou acquise après la date de la convention de société en commandite modifiée et reformulée de BREL (collectivement, les « entités de portefeuille ») ont des dettes d'entreprise, certaines filiales des entités de portefeuille (les « entités en exploitation » ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités et certaines de nos sociétés en portefeuille, telle que Isagen, ont des dettes de sociétés en portefeuille. Notre capacité à obtenir du financement par emprunt ou par titres de capitaux propres pour financer notre croissance, et notre capacité à refinancer nos dettes d'entreprise et nos dettes sans recours existantes dépendent, notamment, du niveau des taux d'intérêt futurs, de l'état général des marchés financiers (ainsi que de la conjoncture

des marchés locaux, particulièrement en ce qui concerne les financements sans recours), du rendement d'exploitation continu de nos actifs, des prix futurs de l'électricité, de l'évaluation, par les prêteurs et investisseurs, de notre risque lié au crédit ainsi que de l'intérêt des investisseurs à l'égard d'investissements dans des actifs du secteur de l'énergie renouvelable et des actifs d'infrastructures en général, de même que dans les titres d'Énergie Brookfield plus particulièrement. En outre, certains contrats de financement d'Énergie Brookfield contiennent des modalités qui limitent notre capacité à rembourser nos dettes avant l'échéance sans engager de pénalités, ce qui peut limiter notre capacité à refinancer nos dettes ou à réunir du nouveau capital selon des modalités favorables. Dans la mesure où les sources externes de capital deviennent limitées, ne sont pas accessibles ou ne peuvent être obtenues qu'à prix élevé, notre capacité à financer des acquisitions et à effectuer les dépenses d'investissement nécessaires pour la construction de nouvelles centrales ou l'entretien des centrales existantes pourrait être compromise et, de ce fait, nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en subir les contrecoups.

Nous cherchons à recycler des capitaux pour financer de futures acquisitions ainsi que la mise en place et la construction de nouveaux projets, et ce, en vendant certains actifs. Toutefois, nous pourrions ne pas être en mesure de réaliser nos initiatives de réinvestissement du capital et, si nous y arrivons en totalité ou en partie, rien ne garantit que ce sera selon l'échéancier prévu ou à des prix favorables. Par exemple, une conjoncture de marché défavorable ou d'autres facteurs hors de notre volonté pourraient faire en sorte que nous sommes incapables de réaliser une vente d'actifs à un prix conforme à notre plan d'affaires, ce qui peut nous amener à décider de réaliser la transaction à un prix inférieur que celui prévu ou à abandonner la transaction de vente. Si nos initiatives de recyclage des capitaux ne se réalisent comme prévu, les liquidités destinées au financement de la croissance future pourraient être moins importantes, ce qui pourrait restreindre notre capacité d'augmenter nos distributions conformément aux objectifs que nous nous étions fixés, et la valeur marchande de nos parts pourrait baisser.

Nous sommes assujettis à des restrictions opérationnelles et financières en raison de clauses restrictives stipulées dans nos contrats d'emprunt, de prêt et d'accords de sûreté.

Énergie Brookfield et ses filiales sont assujetties à des restrictions opérationnelles et financières en raison de clauses restrictives stipulées dans nos contrats d'emprunt, de prêt et de sûreté. Ces restrictions nous interdisent, entre autres, de d'effectuer les opérations suivantes, ou limitent notre capacité de le faire : contracter des dettes supplémentaires, se porter garant d'une dette, accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, céder des actifs, procéder à une liquidation, à une dissolution, à une fusion ou à un regroupement ou procéder à une réorganisation de l'entreprise ou à une refonte du capital, déclarer des distributions, émettre des titres de capitaux propres et créer des filiales. Une clause restrictive financière incluse dans nos obligations et nos facilités de crédit bancaire des activités de notre groupe limite notre endettement global à un pourcentage de notre structure du capital totale, restriction qui pourrait limiter notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos activités et de tirer parti de nouvelles activités ou d'occasions de développement. Si nous contrevenons à ces clauses restrictives, nos facilités de crédit peuvent être résiliées ou devenir exigibles, et ces événements pourraient entraîner la détérioration de notre note de crédit de notre groupe, et, assujettir Énergie Brookfield à des taux d'intérêt et à des frais de financement plus élevés. À l'occasion, nous faisons également l'acquisition d'entreprises et d'actifs dont les titres de créance sont en défaut. Nous pourrions aussi être tenus d'obtenir du financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant plus de clauses restrictives et/ou, à des taux d'intérêt plus élevés, exigeant des remboursements plus rapidement ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité de faire croître notre entreprise, d'acquérir des actifs requis ou de prendre d'autres mesures que nous pourrions juger appropriées et souhaitables.

La révision de nos notes de crédit pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et notre capacité à mobiliser des capitaux.

Nous ne pouvons pas garantir qu'une note qui a été attribuée à Énergie Brookfield ou qui a été attribuée à l'une de ses sociétés en portefeuille, filiales d'exploitation ou autres filiales ou aux titres de créance de ces filiales demeurera valide pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée à la baisse ou retirée complètement par l'agence de notation applicable. La révision à la baisse ou le retrait d'une note pourrait nuire à notre situation financière ainsi qu'à notre capacité à mobiliser des capitaux.

Risques liés à notre stratégie de croissance

Nous pourrions ne pas être en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser ces transactions comme nous l'avions prévu.

Notre stratégie pour ce qui est d'accroître la valeur pour nos porteurs de parts consiste à tenter d'acquérir ou de mettre en valeur des actifs et des entreprises de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés ajustés en fonction du risque sur notre capital investi. Toutefois, il n'est pas certain que nous serons en mesure de repérer un nombre suffisant d'occasions de placement ni de réaliser des transactions répondant à nos critères de placement. Ces critères de placement sont axés, notamment, sur les avantages liés à la solidité financière, à l'exploitation, à la gouvernance et à la pertinence stratégique d'une acquisition proposée, y compris le fait que nous prévoyons qu'elle atteindra notre objectif de rendement minimal et, par conséquent, il n'est pas certain que nous serons en mesure de faire croître davantage notre entreprise en réalisant des acquisitions ou en mettant en valeur des actifs à des rendements avantageux. La concurrence pour de tels actifs est considérable, et celle que nous livrent d'autres investisseurs ou sociétés disposant d'importantes ressources financières peut entraîner une hausse considérable du prix d'acquisition ou nous empêcher de réaliser une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères de placement, mais que nos concurrents pourraient décider de saisir.

Nos initiatives de croissance pourraient être assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tiers, des approbations des autorités de réglementation (notamment, des autorités en matière de concurrence), et d'autres approbations ou actions de tierce partie qui sont hors de notre volonté. Plus particulièrement, bon nombre de territoires dans lesquels nous cherchons à investir imposent des exigences de consentement du gouvernement aux investissements étrangers. Les consentements et les approbations peuvent ne pas être obtenus, peuvent être obtenus selon des modalités qui ont une incidence défavorable sur les rendements prévus, et/ou peuvent être retardés et retarder ou ultimement empêcher la réalisation des acquisitions, des dispositions et d'autres transactions. Les politiques et l'attitude du gouvernement à l'égard des investissements étrangers peuvent changer, ce qui peut rendre plus difficile la réalisation d'acquisitions, d'aliénations et d'autres transactions dans de tels territoires. De plus, les parties intéressées pourraient prendre des mesures juridiques pour empêcher la réalisation de transactions. Nous pourrions également ne pas être en mesure d'obtenir du financement ou d'en obtenir à des modalités acceptables pour nos projets d'acquisitions. Les politiques et l'attitude du gouvernement à l'égard des investissements étrangers peuvent changer, ce qui peut rendre plus difficile la réalisation d'acquisitions, d'aliénations et d'autres transactions dans de tels territoires. De plus, des parties intéressées pourraient prendre des mesures juridiques pour empêcher la réalisation de transactions. Nous pourrions également ne pas être en mesure d'obtenir du financement ou d'en obtenir à des modalités acceptables pour nos projets d'acquisitions.

Par exemple, en octobre 2022, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à former un partenariat stratégique avec Cameco visant à acquérir une participation de 100 % de Westinghouse pour une contrepartie en capitaux propres totalisant environ 4,5 milliards $ (montant net d'environ 750 M$ pour Énergie Brookfield). Même si nous nous attendons à ce que les conditions de clôture soient respectées et que les approbations réglementaires soient obtenues selon les modalités envisagées, nous ne pouvons pas garantir que le projet d'acquisition sera réalisé selon l'échéancier et les modalités prévus.

Si la totalité ou certaines de nos acquisitions et autres opérations ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir modifier ou reporter ou, dans certains cas, abandonner ces opérations complètement (et, en conséquence, devoir payer une importante indemnité de rupture). Si nous n'étions pas en mesure de réaliser les avantages attendus des opérations, il est possible que la valeur marchande de nos parts baisse.

Notre exploitation dans l'avenir pourrait différer de nos activités actuelles, y compris à la suite d'investissements futurs dans des solutions durables.

Nos activités comprennent actuellement des activités de production hydroélectrique, éolienne, solaire pour services publics et de production décentralisée ainsi que de production de biomasse, de cogénération et de stockage en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe et en Asie, et nous avons annoncé, mais n'avons pas clôturé un investissement dans une entreprise spécialisée dans les services nucléaires, soit Westinghouse. Nos projets d'aménagement comprennent des projets de production d'énergie renouvelable ainsi que des projets de CSC, le

GNR et le recyclage. Nous pourrions acquérir des participations dans d'autres activités et nous pourrions chercher à nous départir de certaines de nos activités existantes dans l'avenir. En outre, conformément aux modalités de la convention relative aux relations conclue avec Brookfield, cette dernière pourrait nous offrir (mais n'y est pas tenue) la possibilité d'acquérir : i) une entreprise de services publics intégrée, même si une importante composante des activités de cette entreprise de services publics est constituée de l'exploitation ou du développement de production d'énergie non renouvelable, comme une exploitation de production d'électricité qui utilise le charbon ou le gaz naturel; ii) un portefeuille d'activités de production d'énergie, même si une importante composante des activités de ce portefeuille est constituée de la production d'énergie non renouvelable, ou iii) des exploitations et des développements de production d'énergie renouvelable qui font partie d'une entreprise de plus grande envergure.

La réalisation de nouvelles acquisitions peut considérablement augmenter l'ampleur et la portée de nos activités, y compris les activités dans de nouvelles régions géographiques et de nouveaux secteurs de l'industrie, et le fournisseur de services pourrait avoir de la difficulté à gérer ces nouvelles activités. De plus, les acquisitions présentent des risques pour nos activités.

Une partie-clé de notre stratégie comprendra la recherche d'occasions d'acquisitions sur recommandation de Brookfield et l'attribution de ces occasions à Énergie Brookfield. Les acquisitions peuvent augmenter l'ampleur, la portée et la diversité des activités d'exploitation de notre société. Nous comptons sur la diligence et la compétence de Brookfield et celle de nos professionnels pour assurer une gestion efficace d'Énergie Brookfield, y compris pour intégrer les entreprises acquises à nos activités actuelles. Ces professionnels pourraient avoir de la difficulté à gérer de nouvelles entreprises acquises et d'autres responsabilités de gestion d'actifs de Brookfield pourraient leur incomber. Une gestion et une intégration inefficaces de ces nouvelles entreprises acquises pourraient nuire aux activités actuelles de notre société, à sa situation financière et à ses résultats d'exploitation.

Les acquisitions futures entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait nuire considérablement à notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la difficulté d'intégrer les activités acquises et leur personnel à nos activités actuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention de Brookfield; la difficulté de gérer la croissance d'une organisation de plus grande envergure; le risque d'entrer dans des marchés dans lesquels nous avons peu d'expérience; le risque d'être partie à des conflits ou des litiges de travail, commerciaux ou réglementaires relativement à la nouvelle entreprise; le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; et le risque d'un changement de contrôle découlant de l'acquisition de droits en cas d'événement déclencheur auprès d'une tierce partie ou d'organismes gouvernementaux aux termes de contrats conclus par les unités d'exploitation acquises ou d'autorisations détenues par celle-ci. Bien que nous ayons l'habitude d'effectuer un contrôle diligent rigoureux des entreprises faisant l'objet d'une acquisition, il est possible que ce contrôle diligent ne réussisse pas à découvrir tous les risques importants liés à la nouvelle entreprise acquise ou à repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou qu'un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation faite par Énergie Brookfield d'une telle disposition, ce qui pourrait entraîner un différend. La découverte de passifs importants après une acquisition, de même que le fait qu'une acquisition ne donne pas les résultats attendus, pourraient nuire à nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avions prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avions envisagé dans nos objectifs établis et le cours du marché de nos titres pourrait baisser.

Certains projets parmi nos projets d'aménagement n'atteindront pas l'étape de l'exploitation commerciale.

Nous avons un nombre important de projets d'aménagement qui comprennent des projets à de différents niveaux d'avancement allant du stade de démarrage qui peuvent ne pas avoir obtenu les permis, les licences ou d'autres approbations gouvernementales obligatoires, jusqu'aux projets dont nous pensons qu'ils sont prêts pour la construction. Nos projets d'aménagement comprennent également ceux dont nous ne sommes pas l'unique propriétaire ou, dans certaines circonstances, sur lesquels nous exerçons une emprise. Bien que la possibilité qu'un projet soit réalisé s'accroisse au moment où nous obtenons, par exemple, les permis, les licences et les approbations gouvernementales nécessaires lorsque nous signons des ententes visant la construction et la fourniture d'équipement et lorsque nous signons des ententes d'écoulement, rien ne garantit qu'un projet ou qu'un pourcentage précis des projets se trouvant dans l'ensemble de nos projets d'aménagement sera construit ou selon un échéancier particulier.

Notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets est tributaire de notre aptitude à développer les sites existants, à rééquiper les projets existants dont la fin de la durée de vie utile est proche et à trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets viables. Afin de conserver un permis de développement, il est souvent nécessaire de prendre des mesures de développement précises. Le développement efficace de projets d'énergie renouvelable repose habituellement sur divers facteurs, dont la capacité de trouver un site intéressant à des conditions raisonnables ou de pouvoir renouveler nos droits à son égard, le plus souvent suivant de longues négociations et/ou de processus d'appel d'offres; la mesure précise de l'accessibilité des ressources à des niveaux estimés économiquement intéressants pour poursuivre le développement du projet; la capacité d'obtenir ou de renouveler les approbations, les licences et les permis; l'acceptation de ces projets de développement par les parties prenantes, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones; la capacité d'obtenir l'accès à l'interconnexion de transport ou des ententes en ce sens; la capacité d'intégrer de nouveaux projets ou technologies au sein d'actifs existants avec succès; la capacité d'engager une main-d'œuvre adéquate, et d'obtenir du matériel et des services de construction selon des modalités acceptables; la capacité d'attirer du financement pour la construction d'un projet; et la capacité d'obtenir une CAÉ à long terme ou un autre contrat de vente selon des modalités raisonnables. Chacun de ces facteurs peut être crucial lors d'une décision à savoir si un projet d'aménagement particulier peut éventuellement convenir ou non à la construction, et certains d'entre eux sont indépendants de notre volonté. La non-réalisation de l'un des éléments précités pourrait empêcher l'élaboration et la construction d'un projet ou par ailleurs entraîner, pour un projet donné, l'obligation d'effectuer des paiements de retard ou de cessation ou une responsabilité à l'égard d'autres dommages aux termes de contrats, la perte de crédits ou d'incitatifs fiscaux ou une diminution des rendements. En pareil cas, nous pourrions perdre tous nos investissements dans les frais de développement et devoir ultimement radier les actifs liés au développement de projets.

Notre capacité à développer de nouveaux projets d'énergie présente des risques liés à la construction et des risques liés aux arrangements que nous concluons avec des collectivités et des coentrepreneurs.

Notre capacité à développer un projet fructueux sur le plan économique repose, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'un projet de rééquipement, notamment, sur notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais impartis et selon le budget. La construction et l'aménagement de centrales de production présentent des risques sur le plan de l'environnement, de l'ingénierie et de la construction, qui pourraient entraîner des dépassements de coûts, des retards et un rendement réduit. Les divers facteurs qui pourraient occasionner ces retards, ces dépassements de coûts ou ce rendement réduit incluent, sans s'y limiter, des modifications à la législation locale ou des difficultés liés à l'obtention de permis, de droits de passage ou d'approbations, les modifications apportées aux exigences techniques et de conception, les coûts de construction supérieurs aux coûts estimatifs pour diverses raisons, notamment des erreurs techniques et de planification, des dépassements imprévus des estimations des coûts des matières premières, des composantes, de l'équipement ou de la main-d'œuvre, ou l'incapacité de les réaliser adéquatement ou de les obtenir en temps opportun, des problèmes qui n'avaient pas été prévus lors du démarrage du projet, le rendement des entrepreneurs, l'insolvabilité de l'entrepreneur principal, d'un sous-traitant important et/ou d'un fournisseur de matériel clé, les conflits de travail, les conditions météorologiques défavorables, des défauts de conception, d'ingénierie ou de construction (notamment un vice caché qui n'est pas révélé pendant la période de garantie ou de restriction applicable) et des modifications apportées aux projets. Un retard par rapport au calendrier d'achèvement du projet peut entraîner une hausse importante du montant total des coûts de construction du projet en raison d'une augmentation des charges d'intérêt inscrites à l'actif ainsi que des frais de main-d'œuvre additionnels et autres charges, et un retard dans le calendrier de réalisation des flux de trésorerie. De plus, ces événements inattendus pourraient entraîner une hausse des coûts du service de la dette, des frais d'exploitation et d'entretien et des dommages-intérêts en cas de livraison tardive ou l'incapacité d'atteindre les niveaux de production convenus. Ces hausses pourraient également entraîner l'incapacité de respecter les obligations accrues en matière de versement d'intérêts et de remboursement de capital par suite de la dette supplémentaire nécessaire. De longs retards pourraient également faire en sorte qu'un projet donné cesse de respecter d'autres modalités d'une entente de financement de construction applicable.

Les projets de développement peuvent également avoir besoin de grandes zones de terrains sur lesquels seront effectuées la construction et l'exploitation des nouveaux projets. Les droits d'utilisation des terrains peuvent être obtenus au moyen de titres francs, de baux ou d'autres droits d'utilisation. De plus, différents territoires ont adopté différents systèmes de titres fonciers et dans certains de ceux-ci, il pourrait ne pas être possible de déterminer avec certitude qui détient le droit légal de conclure des ententes relatives au régime foncier avec le propriétaire des actifs ni d'obtenir le consentement de tous les propriétaires fonciers. Un gouvernement, un tribunal, une autorité de réglementation, un groupe autochtone, un propriétaire foncier ou une autre partie prenante peut prendre une décision ou prendre des mesures qui ont des répercussions défavorables sur le développement d'un projet ou sur la demande pour ses services. Par exemple, une autorité de réglementation pourrait restreindre notre accès à un actif ou pourrait exiger que nous donnions accès à des tiers. La restriction ou la réduction de nos droits à l'égard d'un actif par un organisme de réglementation ou autrement peut avoir une incidence négative sur le succès de nos projets.

Nous pouvons conclure différents types d'arrangements avec les collectivités et les partenaires de coentreprise, y compris, dans certains cas, des peuples autochtones, pour le développement des projets. Dans certaines circonstances, nous pouvons être tenus d'aviser et de consulter certaines parties prenantes, comme les peuples autochtones, les propriétaires fonciers et/ou les municipalités, et d'obtenir leur consentement. Dans certains territoires, il est possible de réclamer des droits autochtones sur les terrains et l'existence d'une déclaration de titre de propriété autochtone peut influer sur les activités futures de nos projets et avoir une influence sur leurs activités, leur situation financière et leurs résultats d'exploitation. Au Canada, par exemple, les tribunaux ont reconnu que les peuples autochtones pouvaient posséder des droits protégés par la constitution relativement aux terrains utilisés ou occupés par leurs ancêtres en l'absence de traités visant ces droits. Certaines de ces collectivités et certains partenaires de coentreprise peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs différents des nôtres ou même être en conflit avec nos objectifs. De telles divergences pourraient nuire à la réussite de nos projets.

Risques liés à notre relation avec Brookfield

Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes largement tributaires du fournisseur de services.

Une filiale de Brookfield Corporation est le seul actionnaire du commandité gestionnaire. Comme Brookfield est propriétaire du commandité gestionnaire, elle est en mesure de contrôler la nomination et la destitution des administrateurs du commandité gestionnaire et, par conséquent, d'exercer une influence considérable sur Énergie Brookfield. De plus, BEP détient sa participation dans les entités en exploitation indirectement par l'intermédiaire de BRELP et détiendra les acquisitions futures indirectement par l'intermédiaire de BRELP, dont le commandité appartient indirectement à Brookfield Corporation. Puisque les seuls actifs considérables de BEP sont constitués des participations de société en commandite et des participations de société en commandite privilégiées qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits aux termes de la convention de vote, BEP n'a pas le droit de participer directement à la gestion ou aux activités de BRELP ou des entités de portefeuille, y compris en ce qui concerne la prise de décisions (bien qu'elle ait le droit de destituer et de remplacer BRELP GP LP).

BEP et BRELP sont tributaires des services de gestion et d'administration fournis aux termes de notre convention-cadre de services par le fournisseur de services ou selon ses directives. Le personnel et le personnel de soutien de Brookfield qui nous fournissent des services aux termes de notre convention-cadre de services ne sont pas tenus d'assurer, comme responsabilité principale, la gestion et l'administration de BEP ou de BRELP, ni d'agir exclusivement pour n'importe quelle d'entre nous, et notre convention-cadre de services n'exige pas que des personnes précises soient fournies par Brookfield ou BEP. Le défaut de gérer efficacement nos activités actuelles ou de mettre en œuvre notre stratégie pourrait avoir une incidence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Notre convention-cadre de services demeure en vigueur à perpétuité, jusqu'à ce qu'il y soit mis fin conformément à ses modalités.

Le départ de certains professionnels de Brookfield ou de la totalité de ceux-ci pourrait nous empêcher d'atteindre nos objectifs.

Nous sommes tributaires de la diligence, des compétences ainsi que des relations d'affaires des professionnels de Brookfield, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils repèrent dans le cours normal de leurs activités. Notre succès futur repose sur le service continu de ces personnes, qui ne sont pas tenues de demeurer employées par Brookfield. Brookfield a connu certains départs de professionnels dans le passé et pourrait en connaître d'autres dans l'avenir et nous ne pouvons pas prévoir l'incidence de ces départs sur notre capacité à atteindre nos objectifs. Le départ d'un nombre important de professionnels de Brookfield pour quelque raison que ce soit, ainsi que l'incapacité à nommer des remplaçants qualifiés ou efficaces dans l'éventualité de tels départs, pourraient nuire à l'atteinte de nos objectifs. La convention de société en commandite modifiée et reformulée de BEP et notre convention-cadre de services n'obligent pas Brookfield à maintenir l'emploi de certains de ses professionnels ni à prendre les dispositions nécessaires pour que certains professionnels assurent la prestation de services pour nous ou pour notre compte.

PARTIE 8 – ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENT DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés annuels audités sont préparés conformément aux IFRS, selon lesquelles il faut poser des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés annuels 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 l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement, ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influeront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, de la volatilité des taux de change et d'autres facteurs parfois très incertains, comme il est décrit à la rubrique « Facteurs de risque » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. 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.

ESTIMATIONS CRITIQUES

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels ainsi que sur le montant déclaré des produits et des autres éléments du résultat global de l'exercice considéré. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations et les hypothèses critiques dans la détermination des montants déclarés dans les états financiers consolidés portent sur les éléments suivants :

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées, aux taux d'inflation futurs, aux taux d'actualisation ainsi qu'aux valeurs finales, comme il est décrit à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés annuels audités de notre société. La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour de plus amples informations, se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », des états financiers consolidés annuels audités de notre société.

L'estimation des durées d'utilité et des valeurs résiduelles permet de calculer l'amortissement. Des révisions annuelles sont effectuées pour assurer l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation, au moment de la livraison de l'électricité et aux éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Les instruments non financiers sont évalués en fonction d'estimations des prix futurs de l'électricité calculées en tenant compte des cours proposés par les courtiers pour les années où le marché est liquide et, pour les années ultérieures, de la meilleure estimation par Énergie Brookfield des prix de l'électricité qui permettraient l'arrivée de nouveaux venus sur le marché. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés annuels audités de notre société, pour de plus amples détails.

iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date des états de la situation financière consolidés. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont.

iv) Passifs relatifs au démantèlement

Les coûts relatifs au démantèlement seront engagés à la fin de la durée d'exploitation de certains actifs de la société. Ces obligations sont généralement éloignées dans le temps et exigent l'exercice de jugement. L'estimation des coûts relatifs au démantèlement peut varier en fonction de nombreux facteurs, y compris les changements des exigences légales, réglementaires et environnementales pertinentes, l'émergence de nouvelles techniques de restauration ou l'expérience d'autres centrales de production d'énergie. Des hypothèses et des estimations entre autres sur les montants du règlement final, le taux d'inflation, les taux d'actualisation et le montant du règlement sont inhérentes aux calculs de ces coûts.

v) Dépréciation du goodwill

Le test de dépréciation du goodwill nécessite une estimation de la valeur d'utilité ou de la juste valeur diminuée des coûts de sortie des UGT ou groupes d'UGT auxquels le goodwill a été affecté.

Énergie Brookfield utilise les hypothèses et estimations principales suivantes pour déterminer la valeur d'utilité : les circonstances qui ont donné lieu au goodwill, l'échéancier et le montant des flux de trésorerie futurs attendus des UGT, les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux, les dates finales d'évaluation et les hypothèses sur le niveau d'endettement futur.

JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les jugements critiques rendus quant à l'application des méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés et dont l'incidence est significative sur les montants qui y sont présentés portent sur les points suivants :

i) Préparation des états financiers consolidés

Les présents états financiers consolidés présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Celle-ci exerce son jugement pour établir les actifs, les passifs et les transactions qui doivent être comptabilisés dans les états financiers consolidés comme faisant partie des activités d'Énergie Brookfield.

ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions, et a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude, selon IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* (« IAS 8 »). Par conséquent, les états financiers consolidés comprennent les actifs et les passifs acquis à la valeur comptable précédente dans les états financiers de la société regroupée. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 g), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation », de nos états financiers consolidés annuels audités. L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien dont les coûts sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut exercer du jugement pour déterminer le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour établir les coûts directement attribuables devant être inclus dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur vingt ans pour ses actifs hydroélectriques. Cette période de vingt ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur vingt ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée. La méthode utilisée pour ses actifs des secteurs éoliens, solaires et d'accumulation et divers consiste à harmoniser la durée du modèle avec la durée d'utilité résiduelle prévue des actifs visés.

Le modèle d'évaluation intègre les flux de trésorerie futurs des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, lorsqu'il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Pour ce qui est de la production future estimée qui n'intègre pas les prix fixés par des conventions d'achat d'électricité à long terme, le modèle de flux de trésorerie repose sur des estimations des prix futurs de l'électricité, en tenant compte des cours proposés par des courtiers obtenus de sources indépendantes pour les années où le marché est liquide. L'évaluation de la production qui n'est pas directement liée à des conventions d'achat d'électricité à long terme s'appuie également sur l'utilisation d'une estimation à long terme des prix futurs de l'électricité. À cette fin, selon le modèle d'évaluation, un taux d'actualisation permettant de dégager un rendement raisonnable est appliqué au coût tout compris de construction de nouvelles centrales d'énergie renouvelable dont le profil de production est semblable à celui de l'actif évalué et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2026 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2029 en Colombie et d'ici 2026 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales d'énergie renouvelable pour établir les prix de l'électricité provenant de sources renouvelables générée par des centrales hydroélectriques, solaires et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche semblable à celle utilisée en Amérique du Nord, soit utilisant une prévision du coût tout compris de nouvelles centrales.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques, en Amérique du Nord et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte tenu du renouvellement non récurrent d'une durée d'utilité de trente ans visant les actifs hydroélectriques admissibles.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des centrales en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque centrale en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur vingt ans auquel elle se conforme pour que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 l), « Instruments financiers », de nos états financiers consolidés annuels audités. En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

Pour ce qui est des dérivés sur marchandises dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données et hypothèses sont incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix à terme de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix à terme de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes, les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité et les taux d'actualisation sont établis en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des actifs de production d'électricité.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 n), « Impôts sur le résultat », de nos états financiers consolidés annuels audités. Pour l'application de cette méthode, il faut exercer du jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

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

Les modifications ajoutent une exception au principe de comptabilisation d'IFRS 3 afin d'écarter la possibilité de comptabiliser des profits ou pertes au « deuxième jour » découlant de passifs et de passifs éventuels qui entreraient dans le champ d'application d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, ou d'IFRIC 21, *Droits ou taxes*, s'ils étaient contractés de façon distincte. Conformément à l'exception, plutôt que d'appliquer le Cadre conceptuel, les entités doivent appliquer les conditions respectivement énoncées dans IAS 37 ou IFRIC 21 pour établir si, à la date d'acquisition, une obligation actuelle existe. Parallèlement, les modifications apportées font l'objet d'un nouveau paragraphe ajouté à IFRS 3 afin de préciser que les actifs éventuels ne sont pas admissibles à la comptabilisation à la date d'acquisition. Les modifications apportées à IFRS 3 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. Énergie Brookfield a effectué une évaluation et a mis en œuvre un plan de transition qui tient compte des incidences et reflète les changements découlant des modifications au principe de comptabilisation d'IFRS 3. L'adoption n'a pas eu d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

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 de l'IFRS IC s'est traduite par une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et par une diminution correspondante des liquidités soumises à restrictions de 268 millions $ (136 millions $ en 2021) présentés dans les états consolidés de la situation financière. L'incidence de la décision sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'est traduite par une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 268 millions $ (136 millions $ en 2021 et 176 millions $ en 2020) et une augmentation de la trésorerie affectée aux activités d'investissement pour l'exercice précédent (40 millions $ en 2021 et 44 millions $ en 2020).

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 1er 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.

PARTIE 9 – 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, nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie. Cette répartition permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

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

Nous présentons nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 7, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés annuels 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 »); et iii) les fonds provenant des activités.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. Nous fournissons ci-après de l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités. Nous fournissons également le rapprochement 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 et annuelles – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

Informations au prorata

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont présentés au prorata. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent 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 diffèrent 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 du résultat 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 exerce un contrôle conjoint sur la centrale en question.

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 comptions 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 utilise les 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 ayant un effet de trésorerie) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex. l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, le profit latent ou la perte latente sur les instruments financiers, les résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments sans effet de trésorerie), ces éléments n'étant pas représentatifs du rendement des activités sous-jacentes. Pour ses états financiers consolidés, Énergie Brookfield utilise 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.

Dette 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 revenant à Énergie Brookfield de son capital 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 10 – 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 produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport soient fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance indue à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.*

Les 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 CAÉ 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 du MRE au Brésil; 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; le fait que nos droits réels immobiliers pourraient être menacés par les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail qui sont supérieurs à ceux qui nous sont accordés; 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; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie et notre capacité à gérer le risque financier et le risque sur marchandises; 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 l'incapacité de notre groupe 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 coentrepreneurs; 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 nuirait 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; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; les ventes et émissions futures de nos titres occasionnera une dilution pour les porteurs de titres actuels et même la perception de la réalisation de ces ventes ou émissions pourrait faire chuter le cours des parts de BEP 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 porteurs de parts; le fait d'être considérés comme une société de placement en vertu de la loi Investment Company Act of 1940*; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; la défaillance de nos systèmes technologiques; les variations du cours des parts de BEP et des actions échangeables de BEPC ainsi que les autres facteurs décrits dans notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F, y compris ceux énoncés à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque ».*

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle 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 7, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audités, un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

Responsabilité de la direction pour les états financiers

Les états financiers consolidés ci-joints ont été préparés par la direction de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield »), à qui il incombe d'en assurer l'intégrité, l'uniformité, l'objectivité et la fiabilité. Pour assumer cette responsabilité, Énergie Brookfield applique des politiques, des procédures et des systèmes de contrôle interne visant à assurer que ses pratiques de présentation de l'information et que ses méthodes comptables et procédures administratives sont adéquates de manière à fournir un haut degré de certitude permettant de produire une information financière pertinente et fiable, et de veiller à la protection des actifs. Ces contrôles comprennent le choix judicieux et une formation soignée des membres du personnel, l'établissement de domaines de responsabilité bien définis, l'obligation de rendre compte sur le rendement et une communication à l'échelle de la société des politiques et du code de conduite.

Les présents états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et, le cas échéant, reflètent les estimations fondées sur le jugement de la direction.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant qui a été désigné par les administrateurs du commandité d'Énergie Brookfield, a effectué l'audit des états financiers consolidés selon les normes du Public Company Accounting Oversight Board (aux États-Unis) pour qu'il puisse donner aux porteurs de parts son opinion sur les états financiers consolidés. Son rapport explique l'étendue de son audit et exprime son opinion sur les états financiers consolidés.

Les états financiers consolidés ont été revus, puis approuvés par le conseil d'administration du commandité d'Énergie Brookfield par l'entremise de son comité d'audit, lequel est composé d'administrateurs qui ne sont pas membres de la direction ou du personnel d'Énergie Brookfield. Le comité d'audit, dont les membres rencontrent les auditeurs et la direction pour revoir les activités de chacun et en faire rapport au conseil d'administration, encadre les responsabilités de la direction liées à la présentation de l'information financière et aux systèmes de contrôle interne. Les auditeurs ont un accès libre et direct au comité d'audit et s'entretiennent périodiquement avec ses membres, à la fois en présence et en l'absence de la direction, pour discuter des constatations de l'audit et d'autres faits établis.

Le chef de la direction,

Connor Teskey

Le chef de la direction des finances,

Wyatt Hartley

Le 28 février 2023

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited (commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.) et aux associés de Brookfield Renewable Partners L.P.

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield » ou la « société en commandite »), aux 31 décembre 2022 et 2021, et des comptes consolidés de résultat, des états consolidés du résultat global, des états consolidés des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2022, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société en commandite aux 31 décembre 2022 et 2021, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2022, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en commandite au 31 décembre 2022, selon les critères établis dans le rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« le cadre de 2013 »), et notre rapport daté du 28 février 2023 exprime une opinion sans réserve à son égard.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la société en commandite. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la société en commandite, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la société en commandite conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué nos audits conformément aux normes du PCAOB. Ces normes exigent que nous planifiions et exécutions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits comprennent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages d'éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits comportaient également l'appréciation des méthodes comptables retenues et des estimations importantes faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à la formulation de notre opinion.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit ci-dessous sont des questions relevées au cours de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été ou doivent être communiquées au comité d'audit et qui 1) se rapportent à des comptes ou à des informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés et 2) requièrent des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La communication des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et ne signifie pas que nous exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

Réévaluation des actifs de production d'énergie

Description de la question

La société en commandite évalue les actifs de production d'énergie (classés à titre d'immobilisations corporelles) selon le modèle de réévaluation d'IAS 16, *Immobilisations corporelles*. Au 31 décembre 2022, le montant des immobilisations corporelles présenté à l'état consolidé de la situation financière s'élevait à 54 283 millions $. La réévaluation des immobilisations corporelles comptabilisée à l'état consolidé du résultat global totalisait un profit de 3 745 millions $, tandis qu'une perte totale de (40) millions $ a été comptabilisée au compte consolidé de résultat pour l'exercice 2022. Comme il est mentionné aux alinéas g), r)(i) et s)(iii) de la note 1 et à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », des états financiers consolidés, l'évaluation des estimations et des hypothèses quant au rendement futur des actifs de production d'énergie fait l'objet d'estimations et de jugements importants de la part de la direction.

La direction adopte une approche binaire comportant un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés ainsi qu'une évaluation du marché pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie de la société en commandite. Les modèles d'analyse des flux de trésorerie actualisés comportent les principales hypothèses suivantes : les prix futurs de l'électricité, les valeurs finales, le taux d'actualisation, la production moyenne à long terme prévue ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement estimées.

L'audit de l'évaluation des actifs de production d'énergie est complexe et a nécessité la participation de spécialistes en raison de la nature des principales hypothèses décrites ci-dessus, qui reposent sur une grande part de jugement. Des changements apportés à ces hypothèses pourraient avoir une incidence importante sur la juste valeur des actifs de production d'énergie.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit

Nous avons acquis une compréhension, évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles sur les procédés de la direction pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie. Nous avons testé les contrôles sur la revue par la direction des modèles d'évaluation, y compris les contrôles sur la revue et l'approbation de toutes les principales hypothèses.

Pour tester la juste valeur des actifs de production d'énergie, nos procédures d'audit ont compris, entre autres, l'évaluation de la méthode d'évaluation appliquée par la société en commandite, des principales hypothèses utilisées ainsi que des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes des principales hypothèses. Pour chaque actif de production d'énergie, nous avons analysé les principaux facteurs de changement de la juste valeur, y compris les prix futurs de l'électricité, les valeurs finales et les taux d'actualisation. Avec le soutien de nos spécialistes en évaluation, nous avons examiné l'analyse de l'évaluation effectuée par la direction et apprécié les estimations des prix futurs de l'électricité en fonction de prix à plus court terme cotés par des courtiers et de prévisions à plus long terme du marché formulées par la direction selon la région et l'actif de production d'énergie. Nous avons également fait appel à nos spécialistes en évaluation dans le cadre de l'appréciation des valeurs finales et des taux d'actualisation, qui ont pris en considération les taux d'intérêt de référence, l'emplacement géographique, le fait que l'actif est visé ou non par un contrat et le type de technologie.

Pour un échantillon d'actifs de production d'énergie, nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui ont compris, entre autres, le rapprochement du prix contractuel de l'électricité avec les conventions d'achat d'électricité conclues et l'appréciation de la production moyenne à long terme prévue en corroborant les informations avec des rapports techniques fournis par des tiers et les tendances historiques. En outre, nous avons évalué les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement estimées en les comparant aux données historiques et les corroborant avec des rapports techniques fournis par des tiers. Nous avons aussi testé l'exactitude arithmétique du modèle de la juste valeur.

Avec l'aide de nos spécialistes en évaluation, nous avons également réalisé, pour les mêmes échantillons, une analyse de sensibilité sur les prix futurs de l'électricité, les valeurs finales et les taux d'actualisation afin d'évaluer la juste valeur des actifs de production d'énergie. Nous avons aussi évalué les justes valeurs au moyen d'autres données du marché en comparant l'ensemble du portefeuille à des opérations semblables récentes ainsi qu'en calculant les multiples des produits et du BAIIA des actifs de production d'énergie et en les comparant aux multiples de sociétés ouvertes comparables.

De plus, nous avons apprécié le caractère adéquat des informations fournies par la société en commandite sur les principales hypothèses et l'analyse de sensibilité à l'égard de la juste valeur des actifs de production d'énergie.

Acquisitions importantes d'actifs d'énergie destinée aux réseaux publics

Description de la question

Au cours de 2022, la société en commandite a conclu l'acquisition d'un portefeuille d'énergie solaire aux États-Unis et d'un portefeuille d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'accumulation aux États-Unis, pour une contrepartie totale de respectivement 760 millions $ et 1 092 millions $. Comme il est mentionné à l'alinéa n) de la note 1 et à la note 3, « Acquisitions », des états financiers consolidés, ces regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter des dates d'acquisition correspondantes.

L'audit des acquisitions susmentionnées est complexe en raison des estimations importantes qui sont nécessaires pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie, des passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux et des dérivés sur marchandises acquis. Les hypothèses importantes relatives à ces estimations comprennent, sans toutefois s'y limiter, les prix futurs de l'électricité, les crédits d'impôt sur la production, les volumes de production, les taux d'actualisation, les valeurs finales, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement. Ces hypothèses sont prospectives et pourraient être touchées par les conditions économiques et les conditions du marché futures.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit

Nous avons acquis une compréhension, évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles sur les procédés de la direction pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie, des passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux et des dérivés sur marchandises acquis. Nous avons testé les contrôles sur la revue par la direction des modèles d'évaluation des actifs de production d'énergie, des passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux et des dérivés sur marchandises, y compris les contrôles sur la revue et l'approbation de toutes les hypothèses importantes.

Nos procédures d'audit ont compris, entre autres, l'évaluation des hypothèses importantes susmentionnées et des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes. Par exemple, nous avons évalué les volumes de production estimés pour un échantillon d'actifs de production d'énergie en les comparant à des rapports techniques disponibles et aux facteurs de capacité de référence, et nous avons aussi tenu compte d'analyses sectorielles en ce qui a trait aux pertes. En outre, avec l'aide de nos spécialistes en

évaluation, nous avons examiné l'analyse de l'évaluation effectuée par la direction et apprécié les estimations des prix futurs de l'électricité en fonction de prix à plus court terme cotés par des courtiers et de prévisions à plus long terme du marché formulées par la direction spécifiques pour la région et l'actif de production d'énergie. En ce qui a trait aux taux des crédits d'impôts sur la production, nous avons évalué les projections futures de la direction en les comparant à des indexations historiques. Nous avons fait appel à nos spécialistes en évaluation pour nous aider à évaluer les méthodes d'évaluation et les hypothèses importantes, y compris celles ayant trait aux taux d'actualisation et aux valeurs finales, utilisées dans les modèles de la société en commandite, qui prennent en considération les taux d'intérêt de référence, l'emplacement géographique, le type de technologie et le fait que l'actif est visé ou non par un contrat, et à effectuer une analyse de sensibilité. Nous avons également évalué les dépenses d'investissement estimées en comparant les prévisions aux résultats découlant d'études sectorielles connexes, et en les corroborant avec des conventions d'approvisionnement en composantes et des contrats de construction récemment conclus. Pour ce qui est des charges d'exploitation, nous avons comparé les prévisions à des analyses sectorielles. Nous avons aussi testé l'exactitude arithmétique du modèle de la juste valeur.

Acquisitions importantes d'actifs de production décentralisée

Description de la question

Au cours de 2022, la société en commandite a conclu l'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis, pour une contrepartie totale de 614 millions $. Comme il est mentionné à l'alinéa n) de la note 1 et à la note 3, « Acquisitions », des états financiers consolidés, ce regroupement d'entreprises est comptabilisé selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition correspondante.

L'audit de l'acquisition susmentionnée est complexe en raison de l'estimation importante qui est nécessaire pour établir la juste valeur des actifs de production décentralisée acquis. Les hypothèses importantes comprennent les prix futurs de l'électricité, les taux d'actualisation, les volumes de production futurs, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement. Ces hypothèses sont prospectives et pourraient être touchées par les conditions économiques et les conditions du marché futures.

Façon dont nous avons traité la question dans le cadre de l'audit

Nous avons acquis une compréhension, évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles sur les procédés de la direction pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie acquis. Nous avons testé les contrôles sur la revue par la direction des modèles d'évaluation, y compris les contrôles sur la revue et l'approbation de toutes les hypothèses importantes.

Pour tester la juste valeur des actifs de production décentralisée, nos procédures d'audit ont compris, entre autres, l'évaluation des hypothèses importantes susmentionnées pour un échantillon d'actifs et des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes. Par exemple, nous avons évalué les volumes de production estimés pour un échantillon d'actifs de production décentralisée en les comparant aux volumes de production historiques d'actifs en exploitation et aux hypothèses relatives à la production utilisées pour les autres actifs de production décentralisée compris dans le portefeuille d'actifs en développement de la société en commandite de la région. Nous avons également comparé les volumes de production estimés de la direction à des analyses sectorielles. En outre, pour notre échantillon, nous avons comparé les prix futurs de l'électricité et le produit découlant des crédits d'énergie solaire renouvelable aux conventions conclues. Nous avons évalué les dépenses d'investissement estimées en comparant les prévisions aux résultats découlant d'études sectorielles associées, et en les corroborant avec des conventions d'approvisionnement en composantes et des contrats de construction récemment conclus.

Pour ce qui est des charges d'exploitation, nous avons comparé les prévisions à des analyses sectorielles. Nous avons aussi testé l'exactitude arithmétique du modèle de la juste valeur. Nous avons fait appel à nos spécialistes en évaluation pour nous aider à évaluer les méthodes d'évaluation et les hypothèses importantes, y compris celles ayant trait aux taux d'actualisation, utilisées dans les modèles de la société en commandite, ce qui a comporté la prise en considération de taux d'intérêt de référence et de l'emplacement géographique, et à effectuer une analyse de sensibilité.

/s/ Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.
Nous agissons en tant qu'auditeur d'Énergie Brookfield depuis 2011.

Toronto, Canada

Le 28 février 2023

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information

Notre direction, avec le concours du chef de la direction et du chef de la direction des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information financière (au sens donné à l'expression correspondante dans les règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la loi américaine *Securities Exchange Act of 1934*, dans sa version modifiée (« l'Exchange Act »)), en date de la clôture de l'exercice clos le 31 décembre 2022. Selon cette évaluation, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 décembre 2022, nos contrôles et procédures de communication de l'information financière sont conçus aux fins d'un niveau d'assurance raisonnable et qu'ils sont efficaces pour donner une assurance raisonnable que l'information importante que nous devons présenter dans les documents que nous déposons ou soumettons aux termes de l'Exchange Act est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prévus dans les règles et les formulaires de la Securities Exchange Commission, et qu'elle est accumulée puis communiquée à la direction, y compris à notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon ce qui est approprié, pour prendre rapidement des décisions concernant la communication de l'information. Même si les contrôles et procédures de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière sont adéquats et efficaces, nous continuons de mettre en place des mesures pour renforcer ces processus et procédures de contrôle.

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

La direction de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est responsable de l'établissement et du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est un processus conçu par le chef de la direction et le chef de la direction des finances ou sous leur supervision, et mis en œuvre par le conseil d'administration, la direction et d'autres membres du personnel pour fournir une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers pour des besoins externes conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board, comme il est défini dans le règlement 240.13a-15(f) ou 240.15d-15(f).

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2022, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 »). En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne d'Énergie Brookfield à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2022. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation les contrôles internes des investissements réalisés en 2022, notamment un portefeuille composé d'actifs d'énergie solaire et d'accumulation d'énergie destinées aux réseaux publics en développement aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, un portefeuille d'actifs d'énergie solaire destinés aux réseaux publics en développement en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW, un portefeuille de production décentralisée composé d'actifs en exploitation et en développement au Chili d'une puissance de 437 MW, un exploitant d'actifs de production d'énergie décentralisée détenant des actifs en exploitation et en construction visés par contrat d'une puissance de 500 MW, un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 1,8 GW aux États-Unis et un promoteur de projets d'énergie renouvelable détenant un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de plus de 800 MW et un portefeuille de projets de développement aux États-Unis d'une puissance de plus de 22 GW, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, constitue respectivement environ 5 % et 7 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2022, et 1 % des produits pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2022 a été audité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2022. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2022.

Le chef de la direction,

Connor Teskey

Le chef de la direction des finances.

Wyatt Hartley

Le 28 février 2023

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT

Au conseil d'administration de Brookfield Renewable Partners Limited (commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.) et aux associés de Brookfield Renewable Partners L.P.

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield » ou la « société en commandite ») au 31 décembre 2022, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé *Internal Control – Integrated Framework* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 ») (les « critères du COSO »). À notre avis, la société en commandite maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2022, selon les critères du COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation par la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du portefeuille d'actifs d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'énergie en développement aux États-Unis d'une puissance de 20 GW, du portefeuille d'actifs d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en développement en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW, du portefeuille d'actifs de production décentralisée en exploitation et en développement au Chili d'une puissance de 437 MW, d'un exploitant intégré d'actifs de production décentralisée détenant des actifs en exploitation et en construction visés par contrat d'une puissance de 500 MW et d'un portefeuille de projets en développement aux États-Unis d'une puissance de 1,8 GW, ainsi que d'un promoteur d'énergie renouvelable détenant un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de 800 MW et du portefeuille de projets aux États-Unis d'une puissance de plus de 22 GW. Les acquisitions mentionnées ci-dessus sont comprises dans les états financiers consolidés de 2022 de la société en commandite et constituaient respectivement environ 5 % et 7 % du total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, au 31 décembre 2022, et 1 % des produits de l'exercice clos à cette date. Par ailleurs, notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en commandite n'a pas comporté d'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière des acquisitions mentionnées ci-dessus.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis (« PCAOB »), les états financiers consolidés de 2022 de la société en commandite, et notre rapport daté du 28 février 2023 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

Fondement de l'opinion

Le maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et l'évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière incombent à la direction d'Énergie Brookfield, et cette évaluation est présentée dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en commandite sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et sommes tenus d'être indépendants de la société en commandite conformément aux lois fédérales sur les valeurs mobilières des États-Unis et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs.

Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne d'une société à l'égard de l'information financière est le processus visant à fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été dressés, aux fins de la publication de l'information financière, selon les principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne d'une société à l'égard de l'information financière s'entend des politiques et procédures qui 1) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour dresser les états financiers selon les principes comptables généralement reconnus, et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration; et 3) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence importante sur les états financiers est interdite ou détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

/s/ Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Toronto, Canada

Le 28 février 2023

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Note	2022	2021
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	**998 $**	900 $
Liquidités soumises à restrictions	23	**139**	153
Créances clients et autres actifs courants	24	**1 860**	1 683
Actifs liés à des instruments financiers	6	**125**	60
Montants à recevoir de parties liées	30	**123**	35
Actifs détenus en vue de la vente	5	**938**	58
		4 183	2 889
Actifs liés à des instruments financiers	6	**1 500**	262
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**1 392**	1 107
Immobilisations corporelles à la juste valeur	13	**54 283**	49 432
Immobilisations incorporelles	14	**209**	218
Goodwill	19	**1 526**	966
Actifs d'impôt différé	12	**176**	197
Autres actifs non courants	25	**842**	796
Total de l'actif		**64 111 $**	55 867 $
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	26	**1 086 $**	779 $
Passifs liés à des instruments financiers	6	**559**	400
Montants à payer à des parties liées	30	**588**	164
Emprunts de la société mère	15	**249**	—
Emprunts sans recours	15	**2 027**	1 818
Provisions	29	**83**	55
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	5	**351**	6
		4 943	3 222
Passifs liés à des instruments financiers	6	**1 670**	565
Emprunts de la société mère	15	**2 299**	2 149
Emprunts sans recours	15	**20 275**	17 562
Passifs d'impôt différé	12	**6 507**	6 215
Provisions	27, 29	**600**	718
Autres passifs non courants	28	**1 531**	1 440
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	16	**14 755**	12 303
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	16	**59**	59
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	16	**2 892**	2 894
Actions échangeables de BEPC	16	**2 561**	2 562
Actions privilégiées	16	**571**	613
Billets subordonnés perpétuels	16	**592**	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	17	**760**	881
Capitaux propres des commanditaires	18	**4 096**	4 092
Total des capitaux propres		**26 286 $**	23 996 $
Total du passif et des capitaux propres		**64 111 $**	55 867 $

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P. :

Patricia Zuccotti
Administratrice

David Mann
Administrateur

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Note	2022	2021	2020
Produits	30	**4 711 $**	4 096 $	3 810 $
Autres produits	8	**136**	304	128
Coûts d'exploitation directs[1]	9	**(1 434)**	(1 365)	(1 274)
Coûts de service de gestion	30	**(243)**	(288)	(235)
Charge d'intérêts	15	**(1 224)**	(981)	(976)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**96**	22	27
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	6	**(128)**	(32)	127
Charge d'amortissement	13	**(1 583)**	(1 501)	(1 367)
Divers	10	**(195)**	(307)	(432)
(Charge) recouvrement d'impôt				
Exigible	12	**(148)**	(43)	(66)
Différé	12	**150**	29	213
		2	(14)	147
Résultat net		**138 $**	(66) $	(45) $
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	16	**334 $**	209 $	180 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	16	**92**	77	62
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	16	**(117)**	(135)	(133)
Actions échangeables de BEPC	16	**(104)**	(119)	(49)
Actions privilégiées	16	**26**	26	25
Billets subordonnés perpétuels	16	**29**	12	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	17	**44**	55	54
Capitaux propres des commanditaires	18	**(166)**	(191)	(184)
		138 $	(66) $	(45) $
Perte de base et diluée par part de société en commandite		**(0,60) $**	(0,69) $	(0,61) $

1) Les coûts d'exploitation directs ne comprennent pas la charge d'amortissement présentée ci-dessous.

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Note	2022	2021	2020
Résultat net		**138 $**	(66) $	(45) $
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles	13	**3 745**	4 573	4 112
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		**21**	30	(1)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	12	**(852)**	(1 170)	(934)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres	6	**(11)**	3	(1)
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**(35)**	184	12
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		**2 868**	3 620	3 188
Autres éléments du résultat global qui peuvent être reclassés en résultat net				
Écart de conversion	11	**(647)**	(859)	(840)
Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6	**175**	(64)	(27)
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'investissement net	6	**63**	64	(35)
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	6	**148**	43	(39)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus	12	**(87)**	(2)	10
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**(30)**	(36)	17
Total des éléments qui peuvent être reclassés en résultat net à une date ultérieure		**(378)**	(854)	(914)
Autres éléments du résultat global		**2 490**	2 766	2 274
Résultat global		**2 628 $**	2 700 $	2 229 $
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	16	**1 582 $**	1 048 $	1 292 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	16	**100**	89	70
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	16	**270**	444	280
Actions échangeables de BEPC		**238**	394	103
Actions privilégiées	16	**(16)**	30	37
Billets subordonnés perpétuels		**29**	12	—
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	17	**44**	55	54
Capitaux propres des commanditaires	18	**381**	628	393
		2 628 $	2 700 $	2 229 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

		Cumul des autres éléments du résultat global							Participations ne donnant pas le contrôle						
EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Actions privilégiées	Billets subordonnés perpétuels	Actions échangeables de BEPC	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2021	(1 516) $	(842) $	6 494 $	— $	(48) $	4 $	4 092 $	881 $	613 $	592 $	2 562 $	12 303 $	59 $	2 894 $	23 996 $
Résultat net	(166)	—	—	—	—	—	(166)	44	26	29	(104)	334	92	(117)	138
Autres éléments du résultat global	—	(1)	480	4	67	(3)	547	—	(42)	—	342	1 248	8	387	2 490
Parts de société en commandite privilégiées émises	—	—	—	—	—	—	—	115	—	—	—	—	—	—	115
Apports en capital (note 16)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2 131	—	—	2 131
Rachat de parts de société en commandite privilégiées (note 17)	—	—	—	—	—	—	—	(236)	—	—	—	—	—	—	(236)
Cessions (note 4)	14	—	(14)	—	—	—	—	—	—	—	—	(75)	—	—	(75)
Distributions ou dividendes déclarés	(355)	—	—	—	—	—	(355)	(44)	(26)	(29)	(220)	(1 275)	(100)	(250)	(2 299)
Régime de réinvestissement des distributions	9	—	—	—	—	—	9	—	—	—	—	—	—	—	9
Divers	116	(2)	(143)	—	(2)	—	(31)	—	—	—	(19)	89	—	(22)	17
Variation au cours de l'exercice	(382)	(3)	323	4	65	(3)	4	(121)	(42)	—	(1)	2 452	—	(2)	2 290
Solde au 31 décembre 2022	(1 898) $	(845) $	6 817 $	4 $	17 $	1 $	4 096 $	760 $	571 $	592 $	2 561 $	14 755 $	59 $	2 892 $	26 286 $
Solde au 31 décembre 2020	(988) $	(720) $	5 595 $	(6) $	(39) $	3 $	3 845 $	1 028 $	609 $	— $	2 408 $	11 100 $	56 $	2 721 $	21 767 $
Résultat net	(191)	—	—	—	—	—	(191)	55	26	12	(119)	209	77	(135)	(66)
Autres éléments du résultat global	—	(116)	938	7	(11)	1	819	—	4	—	513	839	12	579	2 766
Émission de billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	—	—	592	—	—	—	—	592
Apports en capital	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 121	—	—	1 121
Remboursement de capital	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rachat de parts de société en commandite privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	(147)	—	—	—	—	—	—	(147)
Cessions	38	—	(38)	—	—	—	—	—	—	—	—	(395)	—	—	(395)
Distributions ou dividendes déclarés	(335)	—	—	—	—	—	(335)	(55)	(26)	(12)	(209)	(810)	(85)	(237)	(1 769)
Régime de réinvestissement des distributions	9	—	—	—	—	—	9	—	—	—	—	—	—	—	9
Divers	(49)	(6)	(1)	(1)	2	—	(55)	—	—	—	(31)	239	(1)	(34)	118
Variation au cours de l'exercice	(528)	(122)	899	6	(9)	1	247	(147)	4	592	154	1 203	3	173	2 229
Solde au 31 décembre 2021	(1 516) $	(842) $	6 494 $	— $	(48) $	4 $	4 092 $	881 $	613 $	592 $	2 562 $	12 303 $	59 $	2 894 $	23 996 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

		Cumul des autres éléments du résultat global							Participations ne donnant pas le contrôle					
EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Capitaux propres des comman-ditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des comman-ditaires	Capitaux propres des comman-ditaires détenant des parts privilégiées	Actions privilégiées	Actions échangeables de BEPC	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2019	(1 114) $	(700) $	6 422 $	(9) $	(32) $	12 $	4 579 $	833 $	597 $	— $	11 086 $	68 $	3 317 $	20 480 $
Résultat net	(184)	—	—	—	—	—	(184)	54	25	(49)	180	62	(133)	(45)
Autres éléments du résultat global	—	(249)	827	—	(6)	5	577	—	12	152	1 112	8	413	2 274
Parts de sociétés en commandite privilégiées émises	—	—	—	—	—	—	—	195	—	—	—	—	—	195
Parts de société en commandite rachetées pour annulation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Apports en capital	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	520	—	—	520
Remboursement de capital	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(147)	—	—	(147)
Cession	17	—	(17)	—	—	—	—	—	—	—	(15)	—	—	(15)
Distributions ou dividendes déclarés	(349)	—	—	—	—	—	(349)	(54)	(25)	(116)	(551)	(70)	(250)	(1 415)
Régime de réinvestissement des distributions	6	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—	—	—	6
Distribution spéciale / acquisition de TerraForm	634	280	(1 465)	2	1	(13)	(561)	—	—	2 134	(1 101)	(10)	(462)	—
Divers	2	(51)	(172)	1	(2)	(1)	(223)	—	—	287	16	(2)	(164)	(86)
Variation au cours de l'exercice	126	(20)	(827)	3	(7)	(9)	(734)	195	12	2 408	14	(12)	(596)	1 287
Solde au 31 décembre 2020	(988) $	(720) $	5 595 $	(6) $	(39) $	3 $	3 845 $	1 028 $	609 $	2 408 $	11 100 $	56 $	2 721 $	21 767 $

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

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

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Note	2022	2021	2020
Activités d'exploitation				
Résultat net		**138 $**	(66) $	(45) $
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Charge d'amortissement	13	**1 583**	1 501	1 367
(Profit latent) perte latente de change et sur les instruments financiers	6	**253**	122	(134)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**(96)**	(22)	(27)
Recouvrement d'impôt différé	12	**(150)**	(29)	(213)
Autres éléments sans effet de trésorerie		**107**	(136)	388
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**89**	78	56
		1 924	1 448	1 392
Variation des montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		**(19)**	2	59
Variation nette des soldes du fonds de roulement	31	**(194)**	(716)	(155)
		1 711	734	1 296
Activités de financement				
Produit tiré des billets à moyen terme	15	**296**	—	570
Remboursement des billets à moyen terme	15	**—**	—	(304)
Facilités de crédit de la société mère, montant net	15	**—**	—	(299)
Papier commercial, montant net	15	**249**	(3)	3
Produit tiré des emprunts sans recours	15	**9 547**	6 877	3 205
Remboursement des emprunts sans recours	15	**(6 310)**	(3 678)	(3 408)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	16	**1 863**	1 200	514
Remboursements de capital aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	16	**(75)**	(511)	(147)
Émission de titres de capitaux propres et frais connexes	16, 17, 18	**115**	592	151
Remboursement et rachat d'instruments de capitaux propres	17, 18	**(252)**	(153)	—
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation, aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux billets subordonnés perpétuels	16, 17	**(1 372)**	(900)	(628)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP et aux actionnaires de Brookfield Renewable Corporation	16, 18	**(915)**	(854)	(769)
Emprunts auprès de parties liées		**1 470**	1 188	320
Remboursements à des parties liées		**(1 127)**	(1 615)	—
		3 489	2 143	(792)
Activités d'investissement				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	3	**(2 452)**	(1 426)	(105)
Investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	21	**(236)**	(54)	(23)
Investissement dans les immobilisations corporelles	13	**(2 190)**	(1 967)	(447)
Produit tiré de la cession d'actifs, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie cédés		**140**	827	269
Achats d'actifs financiers		**(492)**	(58)	(445)
Produit tiré des actifs financiers	6	**70**	220	257
Liquidités soumises à restrictions et autres		**94**	(86)	112
		(5 066)	(2 544)	(382)
(Perte) profit de change sur la trésorerie		**(28)**	(35)	14
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**106**	298	136
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente		**(8)**	(5)	(12)
Solde au début de l'exercice		**900**	607	483
Solde à la fin de l'exercice		**998 $**	900 $	607 $
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés		**1 071 $**	870 $	872 $
Intérêts reçus		**37 $**	45 $	28 $
Impôts sur le résultat payés		**112 $**	71 $	70 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS AUDITÉS

Les activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») consistent à détenir un portefeuille d'actifs d'énergie renouvelable et de solutions durables principalement en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Europe, et en Asie.

Sauf indication contraire, « Énergie Brookfield » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées, y compris Brookfield Renewable Corporation (« BEPC »). Sauf indication contraire, « la société en commandite » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées, à l'exclusion de BEPC.

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 (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.

Énergie Brookfield est une société en commandite cotée en Bourse créée en vertu des lois des Bermudes, conformément à une convention de société en commandite modifiée et reformulée en date du 20 novembre 2011, dans sa version modifiée de temps à autre.

Le bureau principal d'Énergie Brookfield est situé au 73 Front Street, Fifth Floor, Hamilton HM12, Bermudes.

La société mère directe d'Énergie Brookfield est son commandité, Brookfield Renewable Partners Limited (« BRPL »), tandis que 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 les présents états financiers.

Les actions échangeables de BEPC sont négociées sous le symbole « BEPC » à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto.

Les parts de société en commandite sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP » et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEP.UN ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A, série 7, série 13, série 15 et série 18 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G », « BEP.PR.I », « BEP.PR.K », « BEP.PR.M », « BEP.PR.O » et « BEP.PR.R ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A de série 17 sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP.PR.A ». Les billets subordonnés perpétuels sont négociés à la Bourse de New York sous les symboles « BEPH » et « BEPI ».

Notes des états financiers consolidés		Page
1.	Mode de présentation et principales méthodes comptables	88
2.	Principales filiales	105
3.	Acquisitions	105
4.	Cession d'actifs	110
5.	Actifs détenus en vue de la vente	111
6.	Gestion des risques et instruments financiers	112
7.	Informations sectorielles	123
8.	Autres produits	129
9.	Coûts d'exploitation directs	130
10.	Divers	130
11.	Écart de conversion	130
12.	Impôts sur le résultat	131
13.	Immobilisations corporelles à la juste valeur	133
14.	Immobilisations incorporelles	136
15.	Emprunts	137
16.	Participations ne donnant pas le contrôle	142
17.	Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	148
18.	Capitaux propres des commanditaires	148
19.	Goodwill	149
20.	Gestion du capital	150
21.	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	151
22.	Trésorerie et équivalents de trésorerie	152
23.	Liquidités soumises à restrictions	152
24.	Créances clients et autres actifs courants	152
25.	Autres actifs non courants	153
26.	Dettes fournisseurs et autres créditeurs	153
27.	Provisions	154
28.	Autres passifs non courants	154
29.	Engagements, éventualités et garanties	154
30.	Transactions entre parties liées	156
31.	Renseignements supplémentaires	165
32.	Filiales faisant appel public à l'épargne	166

1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés sont fondées sur les IFRS en vigueur le 31 décembre 2022, qui comprennent les IFRS, les Normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations élaborées par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») et le Comité permanent d'interprétation (« SIC »). Les méthodes décrites ci-après sont appliquées de façon uniforme à toutes les périodes présentées, à moins d'indication contraire.

La publication des présents états financiers consolidés a été autorisée le 28 février 2023 par le conseil d'administration du commandité d'Énergie Brookfield, nommément BRPL.

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

Les symboles « $ », « $ CA », « € », « £ », « R$ », « COP », « INR », « MYR » et « CNY » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, à la livre sterling, au réal, au peso colombien, à la roupie indienne, au ringgit et au yuan.

Tous les chiffres sont présentés en millions de dollars américains, sauf indication contraire.

b) Mode de présentation

Les états financiers consolidés ont été préparés sur la base du coût historique, à l'exception de la réévaluation d'immobilisations corporelles et de certains actifs et passifs évalués à la juste valeur. Le coût est comptabilisé selon la juste valeur de la contrepartie donnée en échange d'actifs.

c) Périmètre de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes d'Énergie Brookfield et de ses filiales, qui sont des entités sur lesquelles Énergie Brookfield exerce le contrôle. Un investisseur contrôle une entité émettrice lorsqu'il a des droits sur des rendements variables ou qu'il est exposé à ceux-ci en raison de son lien avec l'entité émettrice, et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements en raison du pouvoir qu'il détient sur l'entité émettrice. Les participations ne donnant pas le contrôle dans les capitaux propres des filiales d'Énergie Brookfield sont présentées distinctement dans les capitaux propres aux états consolidés de la situation financière.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, qui cède à Énergie Brookfield le contrôle du commandité de BRELP. Par conséquent, Énergie Brookfield inclut les comptes de BRELP et ceux de ses filiales dans son périmètre de consolidation. De plus, BRELP a émis à l'intention de Brookfield des parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts rachetables/échangeables ») qui, au gré du porteur, peuvent être rachetées par BRELP pour une contrepartie en trésorerie. Ce droit est assujetti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield qui lui permet, à son gré, de choisir d'acquérir toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables ainsi présentées à BRELP à des fins de rachat en échange de parts de société en commandite à raison de une pour une. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres d'Énergie Brookfield (les « participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield »).

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 entités. Ainsi, Énergie Brookfield inclut les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Corporation, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« 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, selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les transactions avaient toujours existé. Pour connaître la méthode comptable d'Énergie Brookfield quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun ».

Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont des entités sur lesquelles Énergie Brookfield exerce une influence notable ou des partenariats qui constituent des coentreprises. L'influence notable représente la capacité de participer aux décisions liées aux politiques financières et opérationnelles de l'entreprise détenue, sans toutefois exercer un contrôle ou un contrôle conjoint sur ces entreprises détenues. Ces participations sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Une coentreprise est un type de partenariat dans lequel les parties exercent un contrôle conjoint et détiennent des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle. Énergie Brookfield comptabilise ses participations dans des coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence.

Selon cette méthode, la valeur comptable d'une participation dans une entreprise détenue est initialement comptabilisée au coût, puis ajustée en fonction de la quote-part d'Énergie Brookfield du résultat net, des autres éléments du résultat global, des distributions versées par la participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres ajustements à la quote-part d'Énergie Brookfield dans l'entreprise détenue.

d) Écart de conversion

Tous les chiffres présentés dans les états financiers consolidés et dans les tableaux des états financiers consolidés sont en millions de dollars américains, soit la monnaie fonctionnelle d'Énergie Brookfield. Chaque établissement étranger inclus dans ces états financiers consolidés détermine sa propre monnaie fonctionnelle, et les éléments compris dans les états financiers de chaque filiale sont évalués selon cette monnaie fonctionnelle.

Les actifs et les passifs provenant d'activités à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle n'est pas le dollar américain sont convertis au taux de change en vigueur à la date de clôture, et les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de la transaction au cours de la période. Les profits ou les pertes à la conversion de filiales à l'étranger sont inclus dans les autres éléments du résultat global. Les profits ou les pertes sur les soldes libellés en monnaies étrangères et les transactions qui sont désignées comme instruments de couverture d'un investissement net dans ces filiales sont comptabilisés de la même manière.

Lors de la préparation des états financiers consolidés d'Énergie Brookfield, les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis en monnaie fonctionnelle au cours de clôture en vigueur aux dates de l'état consolidé de la situation financière. Les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères et évalués à la juste valeur sont convertis au taux de change en vigueur à la date à laquelle la juste valeur a été établie, et les actifs et passifs non monétaires évalués au coût historique sont convertis au taux de change historique. Les produits et les charges sont évalués, d'après la monnaie fonctionnelle, aux taux de change en vigueur aux dates des transactions, et les profits ou les pertes sont compris dans les résultats.

e) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent la trésorerie, les dépôts à terme et les instruments du marché monétaire dont l'échéance initiale est de moins de 90 jours.

f) Liquidités soumises à restrictions

Les liquidités soumises à restrictions comprennent la trésorerie et les équivalents de trésorerie visés principalement par des restrictions aux termes des accords de crédit et de contrats de construction.

g) Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation

Les actifs de production d'énergie sont classés à titre d'immobilisations corporelles et sont comptabilisés selon le modèle de réévaluation, conformément à IAS 16, *Immobilisations corporelles* (« IAS 16 »). Les immobilisations corporelles sont initialement évaluées au coût, puis comptabilisées à leur montant réévalué, soit à la juste valeur à la date de réévaluation, diminuée du cumul des amortissements ultérieurs et du cumul de toute perte de valeur ultérieure.

En général, Énergie Brookfield calcule la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans pour la majorité de ses actifs. Ce modèle inclut les flux de trésorerie provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, pour lesquels il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Ce modèle comprend également les estimations relatives aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme anticipée, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées, aux valeurs finales ainsi que des hypothèses relatives aux taux d'inflation futurs et aux taux d'actualisation par emplacement géographique. Les immobilisations en cours sont réévaluées lorsque suffisamment de renseignements ont été recueillis pour établir leur juste valeur selon la méthode des flux de trésorerie actualisés. Les réévaluations sont faites annuellement au 31 décembre afin de s'assurer que la valeur comptable ne diffère pas de façon significative de la juste valeur. Énergie Brookfield évalue initialement à leur juste valeur à la date d'acquisition les actifs de production d'énergie acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises, conformément à la méthode comptable décrite à la note 1 o), « Regroupements d'entreprises », sans les réévaluer à la fin de l'année d'acquisition, à moins d'une indication externe spécifique à ces actifs que leur valeur comptable a augmenté ou diminué de façon significative.

Lorsque la valeur comptable d'un actif augmente en raison d'une réévaluation, l'augmentation est comptabilisée en résultat dans la mesure où elle compense une diminution de valeur comptabilisée antérieurement en résultat. Tout solde de l'augmentation est comptabilisé dans les autres éléments du résultat global et ajouté aux capitaux propres dans l'écart de réévaluation et les participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur comptable d'un actif diminue, la diminution est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global dans la mesure du solde positif au titre de l'écart de réévaluation, et la tranche restante de la diminution est comptabilisée en résultat.

L'amortissement des actifs de production d'énergie est calculé sur une base linéaire sur la durée d'utilité estimée des actifs, qui est présentée ci-dessous :

	Durée d'utilité estimée
Barrages	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées	Jusqu'à 60 ans
Usines de pied de barrage	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie hydroélectrique	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie éolienne	Jusqu'à 30 ans
Unités de production d'énergie solaire	Jusqu'à 35 ans
Unités de cogénération alimentées au gaz (« cogénération »)	Jusqu'à 40 ans
Autres actifs	Jusqu'à 60 ans

Le coût est attribué aux principales composantes des immobilisations corporelles. Lorsque des éléments d'immobilisations corporelles ont des durées d'utilité différentes, ils sont comptabilisés comme des éléments distincts (des composantes principales) et amortis distinctement. Pour s'assurer de la validité des durées d'utilité et des valeurs résiduelles, une révision est effectuée annuellement.

Le calcul de l'amortissement est fonction de la juste valeur de l'actif, diminué de sa valeur résiduelle. L'amortissement d'un actif débute dès qu'il se trouve à l'endroit ou dans l'état nécessaire pour que la direction puisse l'exploiter de la manière prévue. Il cesse à la plus rapprochée des dates suivantes : la date à laquelle cet actif est classé comme étant détenu en vue de la vente ou la date à laquelle cet actif est décomptabilisé. Une immobilisation corporelle et toute composante importante sont décomptabilisées au moment de leur sortie ou lorsqu'aucun avantage économique futur n'est attendu de leur utilisation. Les autres actifs comprennent le matériel, les bâtiments et les améliorations locatives. Les bâtiments, le mobilier et les agencements, les améliorations locatives et le matériel de bureau sont comptabilisés au coût historique, diminués de l'amortissement cumulé. Les terrains et les immobilisations en cours ne sont pas assujettis à l'amortissement.

L'amortissement des immobilisations corporelles au Brésil est calculé selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession. La durée résiduelle moyenne pondérée était de 35 ans au 31 décembre 2022 (31 ans en 2021). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujetti à l'amortissement.

Tout amortissement cumulé au moment de la réévaluation est porté en diminution de la valeur comptable brute de l'actif, et le montant net est porté au montant réévalué de l'actif.

Les profits et les pertes réalisés à la cession d'une immobilisation corporelle des actifs d'exploitation sont comptabilisés respectivement dans les postes Autres produits et Divers aux comptes consolidés de résultat. L'écart de réévaluation est reclassé dans les composantes respectives des capitaux propres et n'est pas reclassé en résultat net lorsque les actifs sont cédés.

h) Contrats de location

À la date de passation d'un contrat, Énergie Brookfield évalue si celui-ci est ou contient un contrat de location. Un contrat est ou contient un contrat de location s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie. Pour évaluer si un contrat confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé, Énergie Brookfield doit déterminer si :

- le contrat mentionne explicitement ou implicitement l'utilisation d'un bien déterminé, et il doit être physiquement distinct ou représenter la quasi-totalité de la capacité du bien physiquement distinct. Si le fournisseur a un droit de substitution substantiel, le bien n'est pas un bien déterminé;
- Énergie Brookfield a le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation du bien tout au long de la durée d'utilisation et Énergie Brookfield a le droit de décider de l'utilisation du bien. Lorsqu'Énergie Brookfield détient les droits décisionnels qui présentent le plus de pertinence pour apporter des changements quant à savoir comment utiliser le bien et à quelle fin l'utiliser, elle a le droit de décider de l'utilisation du bien. Dans de rares circonstances où les décisions quant à savoir comment utiliser le bien et à quelle fin l'utiliser sont prédéterminées, Énergie Brookfield a le droit de décider de l'utilisation du bien si :
    - Énergie Brookfield a le droit d'exploiter le bien (ou de décider de la manière dont le bien est exploité par d'autres) tout au long de la durée d'utilisation, sans que le fournisseur puisse changer les consignes d'exploitation, ou
    - Énergie Brookfield a conçu le bien d'une façon qui prédétermine comment l'utiliser et à quelle fin l'utiliser.

À la date de passation ou de réappréciation d'un contrat qui contient une composante locative, Énergie Brookfield répartit la contrepartie prévue au contrat entre toutes les composantes locatives sur la base de leur prix distinct relatif. Dans le cas des contrats de location de terrains et de constructions dans lesquels elle est le preneur, Énergie Brookfield a choisi de ne pas séparer les composantes non locatives et, par conséquent, de comptabiliser les composantes locatives et non locatives comme une seule composante, de nature locative.

Énergie Brookfield comptabilise un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative à la date de début du contrat de location. L'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au coût qui comprend le montant de l'évaluation initiale de l'obligation locative, ajusté pour tenir compte des paiements de loyers versés à la date de début ou avant cette date, majoré des coûts directs initiaux engagés, le cas échéant, et d'une estimation des coûts pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ou pour la remise en état du bien sous-jacent ou pour la restauration du lieu sur lequel repose le bien, déduction faite des avantages incitatifs à la location reçus.

L'actif au titre du droit d'utilisation est par la suite amorti selon la méthode linéaire sur la période allant de la date de début jusqu'au terme de la durée d'utilité de cet actif, ou jusqu'au terme de la durée du contrat de location s'il est antérieur. La durée d'utilité estimée des actifs au titre de droits d'utilisation est déterminée sur la même base que celle des immobilisations corporelles. En outre, l'actif au titre du droit d'utilisation est périodiquement diminué des pertes de valeur, le cas échéant, et ajusté pour tenir compte de certaines réévaluations de l'obligation locative.

L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas été versés à la date de début, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou du taux d'emprunt marginal d'Énergie Brookfield si le taux d'intérêt implicite ne peut être déterminé facilement. En général, Énergie Brookfield utilise son taux d'emprunt marginal comme taux d'actualisation.

Les paiements de loyers inclus dans l'évaluation de l'obligation locative comprennent ce qui suit :

- Les paiements fixes, y compris les paiements de loyers fixes en substance
- Les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux, initialement évalués au moyen de l'indice ou du taux en vigueur à la date de début
- Les sommes qu'Énergie Brookfield s'attend à devoir au bailleur au titre de garantie de valeur résiduelle
- Le prix d'exercice de l'option d'achat qu'Énergie Brookfield a la certitude raisonnable d'exercer, les paiements de loyers pendant une période visée par une option de renouvellement si Énergie Brookfield a la certitude raisonnable d'exercer une option de prolongation, et les pénalités exigées en cas de résiliation anticipée du contrat de location à moins qu'Énergie Brookfield n'ait la certitude raisonnable de ne pas résilier le contrat de manière anticipée

L'obligation locative est évaluée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Elle est réévaluée lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs en raison d'une variation de l'indice ou du taux, lorsqu'il y a un changement dans l'estimation de la somme qu'Énergie Brookfield s'attend à devoir payer au bailleur au titre d'une garantie de valeur résiduelle ou lorsque l'évaluation de l'intention d'Énergie Brookfield modifie son évaluation d'exercer son option d'achat, de prolongation ou de résiliation change.

Lorsque l'obligation locative est réévaluée pour ces raisons, un ajustement correspondant est porté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation ou, si l'ajustement est une réduction de l'actif au titre du droit d'utilisation, est comptabilisé en résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à néant.

Énergie Brookfield présente les actifs au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles et les obligations locatives, dans les autres passifs à long terme à l'état consolidé de la situation financière.

Énergie Brookfield a choisi de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives des contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois et des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. Énergie Brookfield passe en charges les paiements de loyers prévus à ces contrats de location selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location.

i) Goodwill

Le goodwill correspond à l'excédent du prix d'acquisition d'une entité sur la juste valeur des actifs corporels et incorporels nets acquis et des passifs repris. Le goodwill est attribué à l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») à laquelle il se rapporte. Énergie Brookfield établit les UGT comme étant les plus petits groupes identifiables d'actifs qui sont en grande partie indépendants des entrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs.

Le goodwill fait l'objet d'un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent, si des événements ou des circonstances indiquent qu'il a pu se déprécier. Il y a dépréciation du goodwill lorsque la valeur comptable d'une UGT, y compris le goodwill attribué, excède sa valeur recouvrable, établie comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de sortie ou la valeur d'utilité. Les pertes de valeur comptabilisées au titre d'une UGT sont d'abord affectées à la valeur comptable du goodwill et tout excédent est affecté à la valeur comptable des actifs dans l'UGT. Toute dépréciation du goodwill est comptabilisée en résultat net dans la période au cours de laquelle elle est décelée. Les pertes de valeur du goodwill ne peuvent être reprises subséquemment. Au cours de l'exercice où une acquisition d'entreprise a lieu, la recouvrabilité du goodwill acquis est évaluée d'après les hypothèses du modèle de souscription associé.

Au moment de la sortie d'une filiale, le montant du goodwill attribuable est inclus dans la détermination du profit ou de la perte sur la cession de l'activité.

j) Dépréciation d'actifs

Chaque date de clôture, Énergie Brookfield évalue si, pour les actifs non financiers, il y a une indication que ces actifs sont dépréciés. L'évaluation comprend une revue des facteurs internes et externes qui comprennent, sans s'y limiter, les changements dans le milieu technologique, politique, économique ou juridique dans lequel l'entité évolue, les changements structuraux dans le secteur, les changements de volume de la demande, les dommages matériels et l'obsolescence attribuable aux changements technologiques. Une perte de valeur est comptabilisée lorsque la valeur recouvrable, établie comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de sortie, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une UGT, est inférieure à la valeur comptable.

Pour les actifs non financiers (y compris les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence), une perte de valeur est comptabilisée si la valeur recouvrable, considérée comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de cession, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une UGT, est inférieure à la valeur comptable. Les projections des flux de trésorerie futurs tiennent compte des plans d'exploitation applicables et des meilleures estimations de la direction quant aux conditions les plus probables susceptibles de se produire. Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT est augmentée à hauteur de la valeur la moins élevée entre l'estimation révisée de la valeur recouvrable et celle de la valeur comptable qui aurait été comptabilisée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement.

k) Créances clients et autres actifs courants

Les créances clients et autres actifs courants sont comptabilisés initialement à leur juste valeur, puis évalués au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif, diminué de toute provision pour pertes de crédit attendues.

l) Instruments financiers

Comptabilisation initiale

Selon IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), l'achat normalisé ou la vente normalisée d'actifs financiers sont comptabilisés à la date de la transaction, soit la date à laquelle Énergie Brookfield s'engage à acheter ou à vendre l'actif. Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits de percevoir les flux de trésorerie liés à des actifs financiers sont arrivés à expiration ou ont été transférés et qu'Énergie Brookfield a transféré la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété.

À la comptabilisation initiale, Énergie Brookfield évalue l'actif financier à sa juste valeur. Pour l'actif financier qui n'est pas classé à la juste valeur par le biais du résultat net (« JVRN »), les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition de l'actif financier sont inclus à la comptabilisation initiale. Les coûts de transaction des actifs financiers comptabilisés à la JVRN sont passés en charges dans le résultat net.

Classement et évaluation

L'évaluation ultérieure des actifs financiers est fonction de l'objectif économique d'Énergie Brookfield en matière de gestion de l'actif ainsi que des caractéristiques des flux de trésorerie de l'actif. Énergie Brookfield classe ses actifs financiers dans l'une des trois catégories suivantes :

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

JVAERG – Les actifs financiers détenus en vue d'atteindre un certain objectif économique, autre que les positions de négociation à court terme, sont évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »). Au moment de la décomptabilisation de l'actif, les profits ou les pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

JVRN – Les actifs financiers ne respectant pas les critères de comptabilisation au coût amorti ou à la JVAERG sont évalués à la JVRN. Les profits ou les pertes sur ces passifs sont comptabilisés en résultat net.

Énergie Brookfield évalue de manière prospective les pertes de crédit attendues découlant de ses actifs comptabilisés au coût amorti et à la JVAERG. Pour les créances clients et les actifs sur contrat, Énergie Brookfield applique la méthode simplifiée prévue par IFRS 9, selon laquelle les pertes attendues pour la durée de vie sont comptabilisées au moment de la comptabilisation initiale de l'actif. Selon la méthode simplifiée de comptabilisation des pertes de crédit attendues, les entités ne sont pas tenues de faire le suivi des variations du risque de crédit, mais doivent plutôt comptabiliser une correction de valeur chaque date de clôture en fonction des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à compter de la date de comptabilisation initiale de l'actif.

Figurent parmi les indications de dépréciation :

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

Les créances clients et les actifs sur contrat sont passés en revue sur le plan qualitatif au cas par cas afin de déterminer s'ils doivent être sortis.

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

Les passifs financiers sont classés soit dans les passifs financiers évalués à la juste valeur par le biais du résultat net, soit au coût amorti, ou bien dans les dérivés désignés comme instruments de couverture dans une relation de couverture efficace. Énergie Brookfield détermine le classement de ses passifs financiers à la comptabilisation initiale. Les passifs financiers d'Énergie Brookfield comprennent les dettes fournisseurs et autres créditeurs, les emprunts de la société mère, les emprunts sans recours, les passifs dérivés, les montants à payer aux parties liées et les capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. Les passifs financiers sont évalués initialement à la juste valeur, leur évaluation ultérieure étant déterminée selon leur classement dans les classes suivantes :

JVRN – Les passifs financiers détenus à des fins de transaction, comme ceux acquis aux fins de vente à court terme, et les instruments financiers dérivés conclus par Énergie Brookfield qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture, et les capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux sont classés à la juste valeur par le biais du résultat net. Les profits ou les pertes sur ces genres de passifs sont comptabilisés en résultat net.

Énergie Brookfield détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures donnant droit à des avantages fiscaux pour financer la construction de projets d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et d'énergie éolienne. Ces structures sont conçues pour attribuer aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôt à l'investissement, les crédits d'impôt à la production et l'amortissement fiscal accéléré. En général, les structures donnant droit à des avantages fiscaux accordent aux investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux la majorité des bénéfices imposables américains des projets et des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, ainsi qu'une plus petite partie des flux de trésorerie des projets, jusqu'à un point déterminé par un contrat où les attributions sont ajustées (le « point de basculement »). Après le point de basculement, la majorité des bénéfices imposables américains des projets, des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables et des flux de trésorerie sont attribués au commanditaire. Les dates du point de basculement dépendent généralement d'un retour sur investissement après impôt convenu dans le cadre des projets sous-jacents. Cependant, de temps à autre, les dates du point de basculement peuvent être spécifiées dans le contrat. À tout moment, avant et après le point de basculement des projets, Énergie Brookfield conserve le contrôle des projets financés par une structure donnant droit à des avantages fiscaux. Conformément à la substance des accords contractuels, les montants payés par les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux pour leurs participations sont classés comme des passifs liés à des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière et sont réévalués à leur juste valeur à chaque date de clôture, conformément à IFRS 9.

La juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux est généralement composée des éléments suivants :

Éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Répartition des CIP à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux tirés de l'énergie produite pendant la période. Les CIP sont comptabilisés dans le poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers et un montant correspondant est porté en réduction des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.
Perte fiscale, y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Aux termes des contrats donnant droit à des avantages fiscaux, Énergie Brookfield est tenue d'attribuer des pourcentages spécifiques des pertes fiscales à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux. À mesure que les montants sont attribués, les obligations de prestation sont satisfaites et une réduction du passif donnant droit à des avantages fiscaux est comptabilisée, un montant correspondant étant inscrit au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans le compte consolidé de résultat.
Apport de paiements à l'utilisation	Certains contrats comprennent des seuils de production annuels. Si les seuils sont dépassés, l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux est tenu de verser des sommes en trésorerie additionnelles. Les sommes en trésorerie versées augmentent la valeur des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.
Distributions en trésorerie	Certains contrats prévoient également des distributions en trésorerie à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux. Au moment du versement, le montant de la distribution en trésorerie est déduit des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.

Coût amorti – Tous les autres passifs financiers sont classés au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les profits et les pertes sont comptabilisés en résultat net lorsque les passifs sont décomptabilisés ainsi que dans le cadre du processus d'amortissement. Les profits et les pertes de réévaluation sur les passifs financiers classés au coût amorti sont présentés dans le compte consolidé de résultat. Le coût amorti est calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif, moins tout remboursement ou toute réduction du principal. Le calcul tient compte de toute surcote ou décote à l'acquisition et comprend les coûts et honoraires de transaction qui font partie intégrante du taux d'intérêt effectif. Cette catégorie comprend les dettes fournisseurs et autres créditeurs, les dividendes à payer, les prêts et emprunts portant intérêt ainsi que les facilités de crédit de la société mère.

Dérivés et comptabilité de couverture

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

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

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

Au commencement de la relation de couverture, Énergie Brookfield désigne et consigne officiellement la relation de couverture à laquelle elle entend appliquer la comptabilité de couverture ainsi que l'objectif et la stratégie de gestion des risques qui sous-tendent la couverture.

Une relation de couverture doit satisfaire à toutes les contraintes d'efficacité de la couverture qui suivent :

- Il existe un « lien économique » entre l'élément couvert et l'instrument de couverture.
- Le risque de crédit n'a pas « d'effet dominant sur les variations de la valeur » qui résultent de ce lien économique.
- Le ratio de couverture de la relation de couverture est égal au rapport entre la quantité de l'élément couvert qui est réellement couverte par Énergie Brookfield et la quantité de l'instrument de couverture qu'Énergie Brookfield utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

La juste valeur des divers instruments financiers dérivés utilisés à des fins de couverture et les variations de la réserve de couverture dans les capitaux propres sont présentées à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers ».

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

Si le ratio de couverture aux fins de la gestion du risque n'est plus optimal, mais que l'objectif de gestion du risque demeure inchangé et que la couverture continue d'être admissible à la comptabilité de couverture, la relation de couverture sera rééquilibrée en rajustant la quantité visée par l'instrument de couverture ou celle de l'élément couvert afin que le ratio de couverture corresponde au ratio utilisé aux fins de gestion du risque. Toute inefficacité de couverture est calculée et comptabilisée en résultat net au moment du rééquilibrage de la relation de couverture.

i) Couvertures de flux de trésorerie répondant aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture

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

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

ii) Couvertures d'investissements nets répondant aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture

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

iii) Inefficacité de la couverture

Selon la politique de couverture d'Énergie Brookfield, l'utilisation d'instruments dérivés n'est permise que pour des relations de couverture efficace. Les sources de l'efficacité de la couverture sont déterminées au commencement de la relation de couverture et évaluées au moyen d'évaluations périodiques et prospectives de l'efficacité pour vérifier qu'il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture. Lorsque les conditions essentielles de l'instrument de couverture et de l'élément couvert sont en parfaite concordance, une appréciation qualitative de l'efficacité est réalisée. Pour les autres relations de couverture, un dérivé hypothétique est utilisé pour apprécier l'efficacité.

m) Comptabilisation des produits et des charges

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

Pour de plus amples renseignements sur les produits par région géographique et par type de technologie, se reporter à la note 7, « Informations sectorielles ».

Lorsque c'est possible, Énergie Brookfield choisit d'appliquer la mesure de simplification selon IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), pour évaluer la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et les obligations d'information relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir. La mesure de simplification permet à une entité de comptabiliser les produits au montant auquel elle a le droit de facturer lui donnant droit à un montant de contrepartie correspondant directement à la valeur pour le client de la prestation remplie par l'entité jusqu'à la date considérée.

Si la contrepartie dans un contrat pour lequel la mesure de simplification selon IFRS 15 n'est pas appliquée pour évaluer dans quelle mesure une obligation de prestation est remplie comprend un montant variable, Énergie Brookfield estime le montant de contrepartie qu'elle s'attend à recevoir en échange des biens transférés au client. La contrepartie variable est estimée à l'entrée en vigueur du contrat. Une limitation s'applique à la contrepartie variable jusqu'à ce qu'il soit hautement probable que le dénouement ultérieur de l'incertitude relative à cette contrepartie ne donnera pas lieu à un ajustement à la baisse importante du montant cumulatif comptabilisé des produits lorsque l'incertitude connexe est résorbée.

Énergie Brookfield conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable faisant l'objet de conventions d'achat d'électricité sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à IFRS 15, le prix de transaction aux termes d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme des produits des activités ordinaires lorsque l'obligation de prestation est remplie, ou à mesure qu'elle est remplie.

Énergie Brookfield considère la vente d'électricité et de capacité comme une série de biens distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au même rythme et évalués selon la méthode fondée sur les extrants. Énergie Brookfield considère les crédits d'énergie renouvelable comme des obligations de prestation remplies à un moment précis. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, les produits comptabilisés à un moment précis découlant de la vente de crédits renouvelables s'établissaient à 263 millions $ (183 millions $ en 2021 et 164 millions $ en 2020). L'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et le transfert au client du contrôle de crédits renouvelables d'un accord intégré coïncident avec le rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de la production d'électricité sous-jacente.

Les produits des activités ordinaires comptabilisés hors du champ d'application d'IFRS 15 comprennent des profits réalisés et des pertes subies sur les dérivés utilisés à des fins de gestion des risques des activités de production d'Énergie Brookfield associés aux prix des marchandises. Pour couvrir la totalité ou une partie des sources de revenus attendues, Énergie Brookfield conclut, de temps à autre, des contrats sur marchandises lorsqu'elle vend de l'électricité à un marché indépendant d'exploitation du réseau d'électricité et qu'aucune CAE n'est disponible. Ces contrats sur marchandises nécessitent des règlements périodiques dans le cadre desquels Énergie Brookfield reçoit un prix fixe en fonction d'une quantité spécifiée d'électricité et paie aux contreparties un prix de marché variable en fonction de la même quantité spécifiée d'électricité. Puisque ces dérivés sont comptabilisés selon la comptabilité de couverture, les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les produits au compte consolidé de résultat. Les opérations financières comprises dans les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2022 ont entraîné une diminution des produits de 146 millions $ (diminution de 37 millions $ en 2021 et de 55 millions $ en 2020).

Soldes des contrats

Actifs sur contrat – Un actif sur contrat est un droit d'obtenir une contrepartie en échange de biens ou de services qui ont été fournis au client. Si Énergie Brookfield fournit une prestation, c'est-à-dire des biens ou des services, à un client avant que ce dernier ne paie la contrepartie ou avant que le paiement ne soit exigible, un actif sur contrat est comptabilisé pour la contrepartie gagnée qui est conditionnelle.

Créances clients – Une créance est le droit inconditionnel d'Énergie Brookfield à un montant de contrepartie (c'est-à-dire que seul l'écoulement du temps détermine que le paiement de la contrepartie est exigible).

Passifs sur contrat – Un passif sur contrat est l'obligation de fournir à un client des biens ou des services pour lesquels Énergie Brookfield a reçu une contrepartie du client (ou pour lesquels un montant de contrepartie est exigible). Si le client paie la contrepartie avant qu'Énergie Brookfield fournisse une prestation, c'est-à-dire des biens ou des services, à un client, un passif sur contrat est comptabilisé au moment où le paiement est effectué ou au moment où le paiement est exigible (selon ce qui se produit en premier). Les passifs sur contrat sont comptabilisés comme des produits lorsqu'Énergie Brookfield remplit ses obligations de prestation aux termes du contrat.

n) Impôts sur le résultat

Les actifs et les passifs d'impôt exigible sont évalués afin de calculer le montant qui devrait être versé aux autorités fiscales, déduction faite des recouvrements, selon les taux d'imposition et les lois en vigueur ou pratiquement en vigueur aux dates de clôture. Les actifs et les passifs d'impôt exigible sont inclus respectivement dans les créances clients et autres actifs courants, et dans les dettes fournisseurs et autres créditeurs.

L'impôt différé est comptabilisé lorsqu'il y a des différences temporaires imposables entre la base fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. L'impôt différé n'est pas comptabilisé lorsque la différence temporaire résulte du goodwill ou de la comptabilisation initiale d'autres actifs et passifs dans le cadre d'une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui ne touche ni le bénéfice imposable ni le résultat comptable. Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires déductibles et les reports en avant de crédits d'impôt non utilisés et de pertes fiscales non utilisées, dans la mesure où il est probable que les déductions, les crédits d'impôt et les pertes fiscales puissent être utilisés. La valeur comptable des actifs d'impôt différé fait l'objet d'un examen à chaque date de clôture et est réduite dans la mesure où il n'est plus probable que les actifs d'impôt soient recouvrés. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture.

Les impôts exigible et différé liés aux éléments comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global sont également comptabilisés directement dans les autres éléments du résultat global.

o) Regroupements d'entreprises

L'acquisition d'une entreprise est comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie de chaque acquisition correspond au total des justes valeurs, à la date de l'échange, des actifs transférés, des dettes contractées à l'égard des anciens propriétaires de l'entreprise acquise, et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise qui respectent les conditions de comptabilisation selon IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« IFRS 3 »), sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition, sauf les impôts sur le résultat, qui sont évalués selon IAS 12, *Impôts sur le résultat* (« IAS 12 »), les paiements fondés sur des actions, qui sont évalués selon IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, les passifs et passifs éventuels, qui sont évalués selon IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, ou IFRIC 21, *Droits ou taxes*, et les actifs non courants qui sont classés comme étant détenus en vue de la vente et évalués à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente selon IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. La participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise est initialement évaluée selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle de la juste valeur nette des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés ou, le cas échéant, selon la juste valeur des actions en circulation.

Le goodwill est comptabilisé dans la mesure où le total de la juste valeur de la contrepartie versée, le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle et la juste valeur de toute participation précédemment détenue dans l'entité acquise excèdent la juste valeur des immobilisations corporelles et incorporelles identifiables nettes acquises. Si l'écart est négatif, le montant est comptabilisé en résultat net à titre de profit. Le goodwill n'est pas amorti et n'est pas déductible aux fins de l'impôt. Toutefois, après la comptabilisation initiale, le goodwill est évalué au coût après déduction du cumul des pertes de valeur. Un test de dépréciation est effectué au moins une fois l'an, ou lorsque des circonstances, comme une diminution importante des produits, du résultat ou des flux de trésorerie prévus, indiquent qu'il est plus probable qu'improbable que le goodwill ait subi une perte de valeur. Les pertes de valeur à l'égard du goodwill ne peuvent être reprises.

Lorsqu'un regroupement d'entreprises est réalisé par étapes, les participations détenues précédemment dans l'entité acquise sont réévaluées à leur juste valeur à la date d'acquisition, soit la date à laquelle le contrôle est obtenu, et le profit ou la perte qui en découle, le cas échéant, est comptabilisé en résultat net. Les montants découlant des participations dans l'entreprise acquise détenues avant la date d'acquisition qui ont été comptabilisés précédemment dans les autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net. Au moment de la sortie ou de la perte de contrôle d'une filiale, la valeur comptable de l'actif net de la filiale (y compris tout autre élément du résultat global lié à celle-ci) est décomptabilisée, et l'écart entre tout produit touché et la valeur comptable de l'actif net est comptabilisé en résultat comme un profit ou une perte.

Lorsque cela s'applique, la contrepartie de l'acquisition comprend tout actif ou passif découlant d'une entente de contrepartie éventuelle, mesuré à la juste valeur à la date d'acquisition. Les variations ultérieures de la juste valeur sont inscrites dans le coût d'acquisition, quand elles sont considérées comme des ajustements liés à la période d'évaluation. Toutes les autres variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée à titre de passifs seront comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, tandis que les variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée dans les capitaux propres de la société ne font pas l'objet d'une réévaluation ultérieure.

p) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les groupes destinés à être cédés sont classés comme étant détenus en vue de la vente si leur valeur comptable est recouvrée principalement par le biais d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Cette condition est remplie uniquement lorsque la vente est hautement probable et que l'actif non courant ou le groupe destiné à être cédé est disponible à la vente immédiatement dans son état actuel. La direction doit s'engager à conclure la vente, et cette dernière devrait pouvoir satisfaire aux critères de comptabilisation à titre de vente réalisée moins d'un an suivant la date de classement, sous réserve de certaines exceptions.

Lorsqu'Énergie Brookfield s'engage à l'égard d'un plan de vente impliquant la perte de contrôle d'une filiale, tous les actifs et les passifs de cette filiale sont classés comme étant détenus en vue de la vente lorsque les critères établis ci-dessus sont remplis, qu'elle conserve ou non une participation ne donnant pas le contrôle dans son ancienne filiale après la vente.

Les actifs non courants et les groupes destinés à être cédés classés comme étant détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable antérieure et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente et les actifs d'un groupe destiné à être cédé sont présentés distinctement des autres actifs dans l'état consolidé de la situation financière et sont classés comme courants. Les passifs d'un groupe destiné à être cédé classés comme étant détenus en vue de la vente sont présentés distinctement des autres passifs dans les états consolidés de la situation financière et sont classés comme courants.

Lorsqu'elles sont classées comme étant détenues en vue de la vente, les immobilisations corporelles et incorporelles ne sont pas amorties.

q) Autres éléments

i) Coûts inscrits à l'actif

Les coûts inscrits à l'actif liés aux immobilisations en cours comprennent toutes les dépenses admissibles engagées relativement à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif qualifié. Un actif qualifié est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé. Les intérêts et les coûts d'emprunt liés aux immobilisations en cours sont inscrits à l'actif lorsque les activités nécessaires pour préparer l'actif à son usage prévu ou à sa vente prévue sont en cours, que les dépenses liées à cet actif ont été engagées et que les fonds ont été utilisés ou empruntés pour financer la construction ou l'aménagement. Les coûts cessent d'être inscrits à l'actif lorsque celui-ci est prêt à être utilisé.

ii) Prestations de retraite et avantages futurs du personnel

Les prestations de retraite et les avantages futurs du personnel relativement aux employés des entités en exploitation faisant partie d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés. Le coût des prestations de retraite au titre des régimes à prestations définies et des avantages postérieurs à l'emploi offerts est comptabilisé au fur et à mesure que les employés obtiennent droit à prestations. La méthode des unités de crédit projetées au prorata des années de service, qui se fonde sur les hypothèses les plus probables de la direction, est utilisée pour évaluer les prestations et autres avantages de retraite. Tous les écarts actuariels sont comptabilisés immédiatement par le biais des autres éléments du résultat global afin que le montant net de l'actif ou du passif au titre des régimes de retraite comptabilisés aux états consolidés de la situation financière reflète la valeur totale du déficit ou de l'excédent des régimes. L'intérêt net est calculé en appliquant le taux d'actualisation à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies. Les variations du montant net des obligations au titre des prestations définies se rapportant aux coûts de service (qui comprennent le coût des services rendus pour l'exercice, le coût des services passés, ainsi que les profits et les pertes sur les réductions et les règlements ponctuels), et les charges d'intérêts nettes ou les produits d'intérêts nets sont comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat.

Les réévaluations, composées des écarts actuariels, de l'incidence du plafond de l'actif et du rendement des actifs des régimes (excluant l'intérêt net), sont comptabilisées immédiatement aux états consolidés de la situation financière, et un débit ou un crédit correspondant est porté aux autres éléments du résultat global pendant la période au cours de laquelle les réévaluations ont eu lieu. Les réévaluations ne sont pas reclassées en résultat net au cours de périodes ultérieures. Pour les régimes à cotisations définies, les montants sont passés en charges en fonction des droits à prestations des employés.

iii) Passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement

Les obligations juridiques et implicites liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles sont comptabilisées en tant que passifs lorsque l'obligation est engagée et sont évaluées à la valeur actuelle des coûts prévus pour régler le passif, au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres au passif. Le passif est désactualisé jusqu'à la date à laquelle il sera réglé, et une charge correspondante est comptabilisée dans les charges d'exploitation. La valeur comptable des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement est revue chaque année, et l'incidence des modifications d'estimations touchant le montant des flux de trésorerie ou le moment prévu des débours est ajoutée au coût de l'actif connexe, ou déduite de celui-ci.

iv) Provisions

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est constituée lorsqu'Énergie Brookfield a une obligation actuelle juridique ou implicite résultant d'événements passés, qu'il est probable qu'une sortie de trésorerie soit nécessaire pour régler l'obligation et que le montant peut être estimé de façon fiable. Aucune provision n'est comptabilisée pour des pertes d'exploitation futures. La provision est évaluée à la valeur actuelle de la meilleure estimation des dépenses qui devraient être nécessaires pour régler l'obligation selon un taux d'actualisation qui tient compte des appréciations courantes du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres à l'obligation. Les provisions sont réévaluées chaque date de clôture au moyen du taux d'actualisation courant. L'augmentation de la provision au fil du temps est comptabilisée en tant que charge d'intérêts.

v) Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts découlent du passage du temps et sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'engagement.

vi) Subventions gouvernementales

Énergie Brookfield est admissible à des subventions gouvernementales pour la construction ou l'acquisition d'actifs de production d'énergie renouvelable et la mise en service commerciale de ces actifs, dans la mesure où sa demande auprès de l'organisme concerné est acceptée. L'évaluation visant à déterminer si un projet respecte les conditions requises et s'il existe une assurance raisonnable que les subventions seront reçues sera effectuée au cas par cas. Énergie Brookfield réduit le coût de l'actif en fonction du montant de la subvention. Le montant des subventions est comptabilisé systématiquement en résultat net à titre de réduction de l'amortissement sur les périodes au cours desquelles est comptabilisé l'amortissement de ces actifs et proportionnellement à cet amortissement.

Pour ce qui est des subventions liées au résultat, l'aide gouvernementale (correspondant à la différence entre le prix du marché et le prix fixe garanti) devient généralement exigible au moment de la production de l'électricité et de sa livraison au réseau pertinent. À ce stade, l'encaissement de la subvention devient raisonnablement assuré, et celle-ci est alors comptabilisée dans les produits au cours du mois de livraison de l'électricité.

r) Estimations critiques

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable des actifs et des passifs, sur les informations relatives aux actifs et aux passifs éventuels ainsi que sur le montant déclaré des produits et des autres éléments du résultat global de l'exercice considéré. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Les estimations et les hypothèses critiques dans la détermination des montants déclarés dans les états financiers consolidés portent sur les éléments suivants :

i) Immobilisations corporelles

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est évaluée selon des estimations et des hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité produite au moyen de sources renouvelables, à la production moyenne à long terme prévue, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement estimées, aux taux d'inflation futurs, aux taux d'actualisation ainsi qu'aux valeurs finales, comme il est décrit à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui

permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

L'estimation des durées d'utilité et des valeurs résiduelles permet de calculer l'amortissement. Des révisions annuelles sont effectuées pour s'assurer de l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation, au moment de la livraison de l'électricité et aux éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux. La juste valeur des swaps de taux d'intérêt représente le montant estimé qu'une autre partie recevrait ou paierait si elle mettait fin aux swaps à la date de clôture, compte tenu des taux d'intérêt en vigueur sur les marchés. Le résultat de l'application de cette technique d'évaluation se rapproche de la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs. Se reporter à la note 6, « Gestion des risques et instruments financiers », pour de plus amples renseignements.

iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif, réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont selon le bénéfice imposable futur.

iv) Passifs relatifs au démantèlement

Les coûts relatifs au démantèlement seront engagés à la fin de la durée d'exploitation de certains actifs d'Énergie Brookfield. Ces obligations sont généralement éloignées dans le temps et exigent l'exercice de jugement. L'estimation des coûts relatifs au démantèlement peut varier en fonction de nombreux facteurs, y compris les changements des exigences légales, réglementaires et environnementales pertinentes, l'émergence de nouvelles techniques de restauration ou l'expérience d'autres centrales de production d'énergie. Sont inhérentes aux calculs de ces coûts des hypothèses et des estimations portant, entre autres, sur les montants du règlement final, le taux d'inflation, les taux d'actualisation et le moment du règlement.

v) Dépréciation du goodwill

Le test de dépréciation du goodwill nécessite une estimation de la valeur d'utilité ou de la juste valeur diminuée des coûts de sortie des UGT ou groupes d'UGT auxquels le goodwill a été affecté.

Énergie Brookfield utilise les hypothèses et estimations principales suivantes pour déterminer la valeur d'utilité : les circonstances qui ont donné lieu au goodwill, l'échéancier et le montant des flux de trésorerie futurs attendus des UGT, les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux, les dates finales d'évaluation et les hypothèses sur le niveau d'endettement futur.

s) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables

Les jugements critiques rendus quant à l'application des méthodes comptables utilisées dans les états financiers consolidés et dont l'incidence est significative sur les montants qui y sont présentés portent sur les points suivants :

i) Préparation des états financiers consolidés

Les présents états financiers consolidés présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Énergie Brookfield exerce son jugement pour déterminer si des filiales non entièrement détenues sont contrôlées par Énergie Brookfield. Pour ce faire, elle doit établir i) la façon dont les activités pertinentes de la filiale sont dirigées; ii) si les droits afférents aux participations sont des droits substantiels ou des droits de protection; et iii) la capacité d'Énergie Brookfield à influencer le rendement de la filiale.

ii) Transactions sous contrôle commun

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application d'IFRS 3 et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions, et a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude. Énergie Brookfield a pour politique de présenter les actifs et les passifs comptabilisés découlant des transactions entre entités sous contrôle commun à la valeur comptable dans les états financiers du cédant et de refléter les résultats des entités regroupées dans les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés de la situation financière, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour toutes les périodes présentées pendant lesquelles les entités étaient sous le contrôle commun du cédant, quel que soit le moment où survient le regroupement. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

iii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 g), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation ». L'application de cette méthode fait appel au jugement pour déterminer si certains coûts s'ajoutent à la valeur comptable des immobilisations corporelles, contrairement aux réparations et à l'entretien, dont les coûts sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Lorsqu'un actif a été aménagé, il faut exercer du jugement pour établir le moment où cet actif peut être utilisé comme prévu et pour déterminer les coûts directement attribuables devant être inclus dans la valeur comptable de l'actif en voie d'aménagement. Les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et la direction procède à des révisions annuelles.

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans pour ses actifs hydroélectriques. Cette période de vingt ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur vingt ans et que celle-ci estime qu'un tiers raisonnable n'aurait pas de préférence quant à l'estimation des flux de trésorerie sur une plus longue période ou à l'utilisation d'une valeur finale actualisée. La méthode utilisée pour ses actifs des secteurs éoliens, solaires et d'accumulation et divers consiste à harmoniser la durée du modèle avec la durée d'utilité résiduelle prévue des actifs visés.

Le modèle d'évaluation intègre les flux de trésorerie futurs des conventions d'achat d'électricité à long terme en vigueur, lorsqu'il est établi que les conventions d'achat d'électricité sont directement liées aux actifs de production d'énergie connexes. Pour ce qui est de la production future estimée qui n'intègre pas les prix fixés par des conventions d'achat d'électricité à long terme, le modèle de flux de trésorerie repose sur des estimations des prix futurs de l'électricité, en tenant compte des cours proposés par des courtiers obtenus de sources indépendantes pour les années où le marché est liquide. L'évaluation de la production qui n'est pas directement liée à des conventions d'achat d'électricité à long terme s'appuie également sur l'utilisation d'une estimation à long terme des prix futurs de l'électricité. À cette fin, selon le modèle d'évaluation, un taux d'actualisation permettant de dégager un rendement raisonnable est appliqué au coût tout compris de construction de nouvelles centrales d'énergie renouvelable dont le profil de production est semblable à celui de l'actif évalué et sert de référence pour fixer le prix du marché de l'électricité provenant de sources renouvelables.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield repose sur le coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2026 à 2035 en Amérique du Nord, d'ici 2029 en Colombie et d'ici 2026 au Brésil. L'année d'entrée est celle où les producteurs doivent augmenter la puissance pour maintenir la fiabilité des réseaux et fournir un niveau adéquat de réserve compte tenu de la mise hors service des plus anciennes centrales alimentées au charbon, de la hausse des coûts liés à la conformité environnementale en Amérique du Nord et en Europe et de l'accroissement global de la demande en Colombie et au Brésil. En ce qui concerne les activités en Amérique du Nord et en Europe, Énergie Brookfield a appliqué un taux d'actualisation estimatif au prix de ces nouvelles centrales d'énergie renouvelable pour établir les prix de l'électricité provenant de sources renouvelables générée par des centrales hydroélectriques, solaires et éoliennes. Au Brésil et en Colombie, l'estimation des prix futurs de l'électricité est calculée selon une approche similaire déjà appliquée en Amérique du Nord utilisant une prévision du coût tout compris de nouvelles centrales.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, compte tenu du renouvellement non récurrent d'une durée d'utilité de trente ans visant les actifs hydroélectriques admissibles.

Les taux d'actualisation sont établis annuellement par la direction en tenant compte des taux d'intérêt courants, du coût moyen du capital sur le marché ainsi que du risque de prix et de l'emplacement géographique des centrales en exploitation. Les taux d'inflation sont aussi déterminés en fonction des taux d'inflation en cours et des attentes des économistes quant aux taux futurs. Les coûts d'exploitation sont fondés sur des budgets à long terme, majorés d'un taux d'inflation. Chaque centrale en exploitation dispose d'un plan d'immobilisations sur vingt ans auquel elle se conforme pour que ses actifs atteignent leur durée d'utilité maximale. Les prévisions relatives aux taux de change sont faites à partir des taux au comptant et des taux à terme disponibles, extrapolés au-delà des périodes pour lesquelles ils sont disponibles. Dans le choix des intrants susmentionnés relatifs au modèle d'actualisation des flux de trésorerie, la direction doit tenir compte des faits, des tendances et des plans lorsqu'elle se penche sur la façon de dégager une juste valeur raisonnable de ses immobilisations corporelles.

iv) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 l), « Instruments financiers ». En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9, pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net et à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

Pour ce qui est des conventions d'achat d'électricité qui sont comptabilisées selon IFRS 9 (« CAÉ selon IFRS 9 ») dont la valeur n'est pas observable, Énergie Brookfield calcule la juste valeur de ces CAÉ selon IFRS 9 au moyen d'un modèle de flux de trésorerie actualisés en fonction de la durée du contrat et formule des jugements sur les données d'entrée utilisées dans le modèle d'évaluation. Différentes données d'entrée et hypothèses sont incorporées dans le modèle d'évaluation, notamment les prix futurs de l'électricité, les prix contractuels, les volumes contractuels et les taux d'actualisation. Les prix futurs de l'électricité sont fondés sur les cours cotés par les courtiers obtenus de sources indépendantes tandis que pour les CAÉ selon IFRS 9, pour lesquels aucun cours n'est coté par les courtiers, les prix futurs marchands reposant sur le prix du combustible sont incorporés dans le modèle. Les prix contractuels sont stipulés dans chacune des conventions distinctes, les volumes contractuels sont soit indiqués dans la convention, soit déterminés à partir de la production future des actifs de production d'électricité et les taux d'actualisation utilisés dans le modèle d'évaluation correspondent au taux sans risque rajusté en fonction du crédit.

v) Impôt différé

La méthode comptable portant sur les impôts sur le résultat d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 n), « Impôts sur le résultat ». Pour l'application de cette méthode, il faut exercer du jugement pour déterminer la probabilité d'utilisation des déductions, des crédits d'impôt et des pertes fiscales.

t) Normes comptables récemment adoptées

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

Les modifications ajoutent une exception au principe de comptabilisation d'IFRS 3 afin d'écarter la possibilité de comptabiliser des profits ou pertes au « deuxième jour » découlant de passifs et de passifs éventuels qui entreraient dans le champ d'application d'IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*, ou d'IFRIC 21, *Droits ou taxes*, s'ils étaient contractés de façon distincte. Conformément à l'exception, plutôt que d'appliquer le Cadre conceptuel, les entités doivent appliquer les conditions respectivement énoncées dans IAS 37 ou IFRIC 21 pour établir si, à la date d'acquisition, une obligation actuelle existe. Parallèlement, les modifications apportées font l'objet d'un nouveau paragraphe ajouté à IFRS 3 afin de préciser que les actifs éventuels ne sont pas admissibles à la comptabilisation à la date d'acquisition. Les modifications apportées à IFRS 3 s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. Énergie Brookfield a effectué une évaluation et mis en œuvre un plan de transition qui tient compte des incidences et reflète les changements découlant des modifications au principe de comptabilisation d'IFRS 3. L'adoption n'a pas eu d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

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 la 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 un élément de trésorerie et d'équivalents de trésorerie dans l'état 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 cette décision de l'IFRS IC. L'incidence de la décision de l'IFRS IC s'est traduit par une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et par une diminution correspondante des liquidités soumises à restrictions de 268 millions $ (136 millions $ en 2021) présentées dans les états consolidés de la situation financière. L'incidence de la décision sur les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'est traduite par une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 268 millions $ (136 millions $ en 2021 et 176 millions $ en 2020) et une augmentation de la trésorerie affectée aux activités d'investissement pour l'exercice précédent (40 millions $ en 2021 et 44 millions $ en 2020).

u) Modifications de méthodes comptables futures

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 1er 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.

2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui avaient une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2022 :

	Territoire de constitution	Pourcentage des droits de vote détenus ou contrôlés
BP Brazil US Subco LLC	Delaware	100
Brookfield BRP Canada Corp.	Ontario	100
Brookfield BRP Europe Holdings (Bermuda) Limited	Bermudes	100
Brookfield Power US Holding America Co.	Delaware	100
Isagen S.A. E.S.P.[1]	Colombie	99,70
TerraForm Power Parent, LLC[1]	New York	100,00

1) Contrôle des votes détenus, en totalité ou en partie, aux termes de conventions de vote conclues avec Brookfield.

3. ACQUISITIONS

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de l'acquisition par Énergie Brookfield, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date d'acquisition.

Portefeuille d'énergie solaire destinée aux réseaux publics aux États-Unis

Le 24 janvier 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans une société d'envergure en développement détenant un portefeuille composé d'actifs d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et d'accumulation d'énergie à grande échelle en développement aux

États-Unis d'une puissance de 20 GW. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à 702 millions $, plus le paiement conditionnel de primes de performance supplémentaires d'un montant de 58 millions $ à l'atteinte de certains jalons. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 2 millions $. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 20 %.

Portefeuille d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Europe

Le 2 février 2022, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans un portefeuille d'actifs d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en développement en Allemagne d'une puissance de 1,7 GW. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 66 millions € (73 millions $), plus le paiement conditionnel de primes de performance supplémentaires d'un montant de 15 millions € (17 millions $) à l'atteinte de certains. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 2 millions € (2 millions $). La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 20 %.

Portefeuille de production décentralisée au Chili

Le 17 mars 2022, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 83 % dans un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 437 MW, composé d'actifs de grande qualité en exploitation et en développement au Chili. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 31 millions $. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 1 million $. La participation financière d'Énergie Brookfield dans ce placement s'élève à environ 20 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a consenti un apport additionnel d'environ 4 millions $ au financement du portefeuille de projets en développement, portant sa participation de 83 % à 84 %.

Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis

Le 28 septembre 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % dans une société intégrée qui se spécialise dans la promotion de production décentralisée, détenant aux États-Unis des actifs en exploitation visés par contrat et en cours de construction d'une puissance d'environ 500 MW ainsi qu'un portefeuille de projets de développement d'une puissance de 1,8 GW. Le prix de cette acquisition s'élève à 614 millions $, soit des capitaux propres de 538 millions $, des ajustements du fonds de roulement et de clôture de 22 millions $, et un montant de 98 millions $ pour rembourser des emprunts sans recours en cours (montant net total de 123 millions $ pour Énergie Brookfield). Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 5 millions $. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 20 %.

Ce placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille de production décentralisée aux États-Unis se seraient élevés à 46 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Portefeuille éolien aux États-Unis

Le 16 décembre 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % d'un promoteur d'énergie renouvelable avec un portefeuille d'actifs éoliens en exploitation d'une puissance de 800 MW et un bassin d'actifs solaires et d'accumulation aux États-Unis d'une puissance de 22 GW. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 1 092 millions $. Les coûts de transaction liés à l'acquisition ont totalisé 4 millions $. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à environ 20 %.

Ce placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille éolien aux États-Unis se seraient élevés à 82 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

La répartition des prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard de ces acquisitions était la suivante au 31 décembre 2022 :

(EN MILLIONS)	Portefeuille de production décentralisée au Chili	Portefeuille d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Europe	Portefeuille d'énergie solaire destinée aux réseaux publics aux États-Unis[1]	Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis[2, 3]	Portefeuille éolien aux États-Unis[2]	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 $	3 $	22 $	33 $	26 $	86 $
Liquidités soumises à restrictions	—	—	6	6	5	17
Créances clients et autres actifs courants	2	30	48	13	13	106
Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente[4]	—	—	—	—	240	240
Immobilisations corporelles à la juste valeur	21	1	561	708	1 796	3 087
Actif d'impôt différé	—	—	—	10	—	10
Actifs liés aux instruments financiers[5]	—	—	—	10	2	12
Autres actifs non courants	1	—	4	21	22	48
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	(1)	(5)	(32)	(66)	(38)	(142)
Tranche courante des emprunts sans recours	—	—	—	(9)	—	(9)
Passifs classés comme étant détenus en vue de la vente[4]	—	—	—	—	(135)	(135)
Passifs liés aux instruments financiers[5]	—	—	(15)	(15)	(725)	(755)
Emprunts sans recours	(6)	—	(48)	(346)	—	(400)
Passifs d'impôt différé	—	(7)	(43)	—	—	(50)
Provisions	—	—	—	(25)	(29)	(54)
Autres passifs non courants	—	—	(30)	(35)	(68)	(133)
Juste valeur des actifs nets acquis	19	22	473	305	1 109	1 928
Participations ne donnant pas le contrôle	(6) $	— $	— $	— $	(26) $	(32) $
Goodwill	18	68	287	309	9	691
Prix d'acquisition	31 $	90 $	760 $	614 $	1 092 $	2 587 $

1) Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a comptabilisé un ajustement de la répartition du prix d'acquisition de 176 millions $ principalement à titre d'immobilisations corporelles, d'actifs d'impôt différé, d'autres actifs non courants, de passifs d'impôt différé et d'autres passifs non courants.

2) La répartition du prix d'acquisition était provisoire au 31 décembre 2022. Énergie Brookfield procède actuellement à l'évaluation de la juste valeur des immobilisations corporelles, des instruments financiers et des provisions et passifs d'impôt différé en prévision de la répartition du prix d'acquisition et prévoit finaliser les soldes en 2023.

3) Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield a comptabilisé des ajustements à la répartition du prix d'acquisition d'un montant de 97 millions $, lesquels ont été principalement apportés aux immobilisations corporelles à la juste valeur, aux actifs d'impôt différé et aux passifs d'impôt différé.

4) Se reporter à la note 5, « Actifs détenus en vue de la vente ».

5) Comprennent les soldes courants et non courants.

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, Énergie Brookfield exerçant une influence notable grâce à sa position dans l'entreprise, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date du placement.

Powen

En février 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a acquis une participation initiale de 16 %, en contrepartie de 22 millions $ (montant net de 6 millions $ pour Énergie Brookfield), dans une société en développement de production décentralisée d'énergie solaire en Espagne et au Mexique d'une puissance d'environ 700 MW, regroupant des actifs en exploitation et en développement. Au cours de 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions additionnelles d'un montant de 34 millions $ (montant net de 7 millions $ pour Énergie Brookfield). Cette souscription a fait passer notre participation à 32 % (participation nette de 6 % pour Énergie Brookfield).

Island Aggregator LP

Le 20 juin 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 500 millions $, dont une tranche de 122 millions $ a été déployée pour une participation de 20 % en actions ordinaires dans une entreprise à capital fermé, qui détient et exploite, partout dans les Amériques, des actifs de services publics visés par contrats à long terme libellés en dollars américains, dont la puissance installée totalise 1,2 GW, et qui possède un portefeuille de projets en développement d'environ 1,3 GW. La participation d'Énergie Brookfield détenue au moyen d'une entité intermédiaire, s'élève à 20 %.

California Resources Corporation

Le 3 août 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a constitué une coentreprise avec California Resource Corporation (« CRC ») afin d'établir des activités dans le secteur de la gestion du carbone en développant des projets de captage et de stockage du carbone en Californie. Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels se sont engagés à investir jusqu'à 500 millions $ pour financer le développement de projets de captage et de stockage de carbone en Californie. Cette transaction comprend un investissement initial d'environ 137 millions $, dont une tranche de 48 millions $ a été déployée au cours de l'exercice, assorti d'une option de vente qui offre une forte protection contre le risque de perte à un taux de rendement prédéterminé. Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 10 %.

California Bioenergy (« Calbio »)

Le 21 décembre 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'achat d'une participation de 10 % d'un promoteur qui détient et exploite des actifs de gaz naturel renouvelable aux États-Unis par l'entremise d'un engagement initial en actions de 150 millions $ (montant net de 30 millions $ pour Énergie Brookfield) et a obtenu l'option d'investir jusqu'à environ 350 millions $ (montant net de 70 millions $ pour Énergie Brookfield) en capitaux propres complémentaires pour des projets futurs répondant à nos exigences en matière de risque-rendement. Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 2 %.

Réalisées en 2021

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date d'acquisition.

Portefeuille éolien en Oregon

Le 24 mars 2021, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition de la totalité d'un portefeuille de trois centrales éoliennes d'une puissance d'environ 845 MW et de projets de développement d'une puissance d'environ 400 MW (collectivement, le « portefeuille éolien en Oregon ») situés en Oregon, aux États-Unis. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 744 millions $. Les coûts de transaction, totalisant 6 millions $, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille éolien en Oregon se seraient élevés à 183 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2022, la répartition du prix d'acquisition a été finalisée et aucun changement important n'a été apporté à la répartition du prix d'acquisition au 31 décembre 2021 telle qu'elle est présentée dans le rapport annuel de 2021.

Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis

Le 31 mars 2021, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une participation de 100 % d'une entreprise de production décentralisée (le « portefeuille de production décentralisée aux États-Unis ») regroupant des actifs en exploitation et en construction d'une puissance de 360 MW situés sur environ 600 sites et des actifs en développement d'une puissance de 700 MW, tous aux États-Unis. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement et de clôture, s'élève à environ 684 millions $. Les coûts de transaction, totalisant 2 millions $, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille de production décentralisée aux États-Unis se seraient élevés à 79 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

La répartition du prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard de ces acquisitions était la suivante au 31 décembre 2021 :

(EN MILLIONS)	Portefeuille éolien en Oregon	Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 $	1 $	**2 $**
Liquidités soumises à restrictions	49	5	**54**
Créances clients et autres actifs courants	28	23	**51**
Immobilisations corporelles	1 643	723	**2 366**
Passifs courants	(10)	(6)	**(16)**
Tranche courante des emprunts sans recours	(74)	(7)	**(81)**
Instruments financiers	(16)	—	**(16)**
Emprunts sans recours	(761)	(133)	**(894)**
Provisions	(83)	(16)	**(99)**
Autres passifs non courants	(33)	(23)	**(56)**
Juste valeur des actifs nets acquis	744	567	**1 311**
Goodwill	—	117	**117**
Prix d'acquisition	744 $	684 $	**1 428 $**

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, Énergie Brookfield exerçant une influence notable grâce à sa position dans l'entreprise, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date du placement.

Polenergia

Au cours du premier trimestre de 2021, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'achat d'une participation de 23 % dans une entreprise de production d'énergie renouvelable d'envergure en Pologne, relativement à son offre publique d'achat annoncée précédemment avec l'actionnaire majoritaire actuel de l'entreprise, à un coût approximatif de 175 millions $ (coût net de 44 millions $ pour Énergie Brookfield, pour une participation de 6 %). La participation d'Énergie Brookfield dans la société, de concert avec ses partenaires institutionnels et l'actionnaire majoritaire actuel de l'entreprise, s'élève à 75 %.

Au cours du premier trimestre de 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a souscrit des actions additionnelles de Polenergia. Cette souscription a fait passer la participation totale dans Polenergia à 32 % (participation nette de 8 % pour Énergie Brookfield).

Réalisées en 2020

Les placements suivants ont été comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date d'acquisition.

Portefeuille de centrales d'énergie solaire en Espagne

Le 11 février 2020, Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de sa participation dans TerraForm Power, a conclu l'acquisition de la totalité d'un portefeuille de deux centrales d'énergie solaire concentrée situées en Espagne (collectivement, le « portefeuille de centrales d'ESC en Espagne »), d'une puissance nominale combinée d'environ 100 MW. Le prix de cette acquisition, y compris les ajustements du fonds de roulement, s'élève à 111 millions € (121 millions $). Les coûts d'acquisition, totalisant 1 million $, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date d'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille de centrales d'ESC en Espagne se seraient élevés à 99 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

La répartition du prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard de cette acquisition est la suivante :

(EN MILLIONS)	Portefeuille de centrales d'ESC en Espagne	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	$
Liquidités soumises à restrictions	27	
Créances clients et autres actifs courants	33	
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	661	
Actifs d'impôt différé	14	
Autres actifs non courants	8	
Passifs courants	(17)	
Instruments financiers	(148)	
Emprunts sans recours	(475)	
Passifs relatifs au démantèlement	(23)	
Autres passifs non courants	(22)	
Juste valeur des actifs nets acquis identifiables	80	
Goodwill	41	
Prix d'acquisition	121	$

4. CESSION D'ACTIFS

En avril 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente de sa participation dans un portefeuille d'actifs d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Asie d'une puissance de 19 MW (le « portefeuille d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Malaisie ») pour une contrepartie d'environ 144 millions MYR (montants nets de 33 millions $ et de 10 millions $ pour Énergie Brookfield). La transaction a donné lieu à une perte sur cession de 9 millions $ (perte nette de 3 millions $ pour Énergie Brookfield) qui a été comptabilisée au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat. Par suite de cette cession, la quote-part d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 3 millions $, auparavant classée dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassée directement dans les capitaux propres et comptabilisée au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

En juin 2022, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente de sa participation de 100 % dans un portefeuille hydroélectrique en exploitation au Brésil de 36 MW (le « portefeuille hydroélectrique au Brésil »), pour un produit de 461 millions R$ (environ 90 millions $ et un montant net de 23 millions $ pour Énergie Brookfield). Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 25 % dans chacune des entités des projets au sein du portefeuille hydroélectrique au Brésil et 100 % des droits de vote. Par suite de cette cession, la quote-part d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 30 millions $,

auparavant classée dans le cumul des autres éléments du résultat global, a été reclassée directement dans les capitaux propres et comptabilisée au poste Cessions des états consolidés des variations des capitaux propres.

L'information financière résumée relative aux cessions est présentée ci-après :

(EN MILLIONS)	**Portefeuille d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Malaisie**	**Portefeuille hydro-électrique au Brésil**	**Total**
Produit, déduction faite des coûts de transaction	33 $	90 $	123 $
Valeur comptable des actifs nets détenus en vue de la vente			
Actif	55	90	145
Passif	(6)	—	(6)
Participations ne donnant pas le contrôle	(7)	—	(7)
	42	90	132
Perte sur cession, déduction faite des coûts de transaction	(9) $	— $	(9) $

5. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au 31 décembre 2022, les actifs détenus en vue de la vente compris dans les secteurs opérationnels d'Énergie Brookfield comprenaient un portefeuille hydroélectrique en exploitation aux États-Unis d'une puissance de 378 MW par suite de l'entente de nos partenaires institutionnels visant la vente de leur participation de 50 %. Énergie Brookfield conservera une participation de 22 % dans le placement et, par conséquent, ne recevra aucun produit de la vente. Le portefeuille a été reclassé comme étant détenu en vue de la vente puisqu'une fois la conclusion de la vente de la participation de 50 % de nos partenaires institutionnels réalisée, Énergie Brookfield cessera d'inclure ce placement dans son périmètre de consolidation et comptabilisera plutôt cette participation selon la méthode de la mise en équivalence.

Les actifs détenus en vue de la vente comprennent des actifs éoliens acquis aux États-Unis dans le cadre de l'acquisition d'un promoteur d'actifs d'énergie renouvelable qui avait déjà conclu une entente de vente et d'achat au moment de l'acquisition.

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux actifs et passifs classés comme étant détenus en vue de la vente aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Actifs		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**9 $**	9 $
Liquidités soumises à restrictions	**5**	1
Créances clients et autres actifs courants	**4**	1
Actifs liés à des instruments financiers	**3**	—
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**911**	47
Autres actifs non courants	**6**	—
Actifs détenus en vue de la vente	**938 $**	58 $
Passifs		
Passifs courants	**9 $**	— $
Emprunts sans recours	**171**	3
Passifs liés à des instruments financiers	**167**	—
Autres passifs non courants	**1**	3
Provisions	**3**	
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	**351 $**	6 $

Énergie Brookfield continue à inclure dans le périmètre de consolidation et à comptabiliser les produits, les charges et les flux de trésorerie liés aux actifs détenus en vue de la vente dans les comptes consolidés de résultat, dans les

états consolidés du résultat global et dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie, respectivement. Les actifs non courants classés comme étant détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

6. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS

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

L'analyse de sensibilité présentée ci-après rend compte des risques liés aux instruments qui, de l'avis d'Énergie Brookfield, sont sensibles aux fluctuations du marché et de la perte éventuelle pouvant découler de la sélection d'une ou de plusieurs variations hypothétiques. Par conséquent, l'information qui suit ne vise pas à décrire tous les risques que court Énergie Brookfield.

a) Risque de marché

Le risque de marché est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des prix du marché.

Énergie Brookfield est exposée au risque de marché découlant des actifs et des passifs libellés en monnaies étrangères, de l'incidence des variations des taux d'intérêt et des passifs à taux variable. Le risque de marché est géré en finançant les actifs au moyen de passifs financiers libellés dans la même devise et assortis de modalités semblables quant aux taux d'intérêt, ainsi qu'en détenant des contrats financiers, tels que des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change, de façon à réduire au minimum le reste du risque couru. Les instruments financiers détenus par Énergie Brookfield qui sont assujettis au risque de marché comprennent les emprunts ainsi que les instruments financiers comme les contrats de taux d'intérêt, les contrats de change et les contrats sur marchandises. Les catégories d'instruments financiers qui peuvent donner lieu à une variabilité considérable sont décrites ci-après :

i) Risque de prix de l'électricité

Énergie Brookfield vise à vendre de l'électricité en vertu de contrats à long terme afin d'assurer la stabilité des prix et de réduire son exposition aux marchés de gros. Le risque de prix de l'électricité est lié à la vente de sa part de production non régie par contrat et est réduit grâce à des contrats d'énergie dérivés à court terme. Le risque de prix de l'électricité est défini aux présentes comme étant le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des prix de l'électricité.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du prix du marché de l'électricité aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du prix du marché, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % du prix de l'électricité du marché sur des contrats d'énergie dérivés en cours et des CAÉ selon IFRS 9 pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net[1]			Incidence sur les autres éléments du résultat global[1]		
(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020	**2022**	2021	2020
Augmentation de 5 %.....	**(76) $**	(37) $	(13) $	**(36) $**	(21) $	(16) $
Diminution de 5 %.....	**75**	40	14	**36**	22	16

1) Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

ii) Risque de change

Le risque de change est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur lié à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des taux de change.

Énergie Brookfield est exposée au dollar canadien, à l'euro, au réal, au peso colombien, à la livre sterling, à la roupie indienne, au ringgit, au yuan et au zloty en raison des participations qu'elle détient dans des établissements étrangers. Par conséquent, les fluctuations du dollar américain par rapport à ces monnaies étrangères augmentent la volatilité du résultat net et des autres éléments du résultat global. Énergie Brookfield est partie à des contrats de change dans le but surtout d'atténuer cette exposition.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations du taux de change aux 31 décembre sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 5 % du taux de change, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 5 % des taux de change du dollar américain sur les swaps de change en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net[1]			Incidence sur les autres éléments du résultat global[1]		
(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020	**2022**	2021	2020
Augmentation de 5 %	**27 $**	29 $	10 $	**96 $**	95 $	73 $
Diminution de 5 %	**(27)**	(29)	(7)	**(96)**	(95)	(72)

1) Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

iii) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt est défini aux présentes comme le risque de fluctuation de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier détenu par Énergie Brookfield en raison de variations des taux d'intérêt.

Les actifs d'Énergie Brookfield consistent essentiellement en actifs physiques de longue durée. Les passifs financiers d'Énergie Brookfield sont principalement constitués de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt. À l'exception des passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux, tous les autres passifs financiers non dérivés sont comptabilisés au coût amorti. Énergie Brookfield détient aussi des contrats sur taux d'intérêt pour s'assurer des taux fixes sur certaines émissions à venir de titres d'emprunt.

Énergie Brookfield conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield, principalement sur les intérêts à payer sur sa dette à taux variable, laquelle se limite à certains emprunts sans recours, dont la valeur totale du capital s'élevait à 7 823 millions $ (6 758 millions $ en 2021). De ce montant en capital, le taux d'intérêt d'une tranche de 3 396 millions $ (3 493 millions $ en 2021) a été fixé à l'aide de contrats sur taux d'intérêt. La juste valeur des actifs et des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

Le tableau qui suit résume l'incidence des variations des taux d'intérêt aux 31 décembre. Cette incidence est présentée de façon à illustrer l'effet de ces variations sur le résultat net et sur les autres éléments du résultat global. Les sensibilités sont fondées sur l'hypothèse d'une variation de 1 % des taux d'intérêt, toutes les autres variables demeurant constantes par ailleurs.

La répercussion d'une variation de 1 % des taux d'intérêt sur les swaps de taux d'intérêt, la dette à taux variable et des capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

	Incidence sur le résultat net[1]			Incidence sur les autres éléments du résultat global[1]		
(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020	**2022**	2021	2020
Augmentation de 1 %	**20 $**	15 $	37 $	**112 $**	114 $	122 $
Diminution de 1 %	**(20)**	(16)	(38)	**(118)**	(124)	(129)

1) Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

b) Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte découlant du non-respect, par un emprunteur ou une contrepartie, de ses obligations contractuelles. L'exposition d'Énergie Brookfield au risque de crédit lié aux instruments financiers a trait essentiellement aux obligations des contreparties à l'égard des contrats d'énergie, des swaps de taux d'intérêt, des contrats de change à terme et des transactions physiques d'électricité.

Énergie Brookfield réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité d'Énergie Brookfield sont examinées régulièrement et la majorité d'entre elles sont conclues avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients d'Énergie Brookfield, se reporter à la note 24, « Créances clients et autres actifs courants ».

L'exposition maximale au risque de crédit aux 31 décembre s'établissait comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Créances clients et autres créances à court terme	**883 $**	807 $
Créances à long terme	**235**	216
Actifs liés aux instruments financiers[1]	**390**	127
Montants à recevoir de parties liées[1]	**251**	177
Actif sur contrat[1]	**395**	445
	2 154 $	1 772 $

1) Comprennent les montants courants et non courants.

c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque qu'Énergie Brookfield ne puisse pas combler des besoins de trésorerie ou s'acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield et par son accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la note 15, « Emprunts ». Énergie Brookfield veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité.

Énergie Brookfield est également exposée au risque lié au financement par emprunt. Ce risque est atténué par la nature à long terme des instruments d'emprunt et par l'échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.

OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant classe les obligations en matière de trésorerie liées aux passifs d'Énergie Brookfield en les regroupant par classe d'échéance pertinente définie en fonction de la durée restante entre les dates de clôture et la date d'échéance contractuelle.

AU 31 DÉCEMBRE 2022 (EN MILLIONS)	**Moins de 1 an**	**De 2 à 5 ans**	**Plus de 5 ans**	**Total**
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	**1 086 $**	**— $**	**— $**	**1 086 $**
Passifs liés à des instruments financiers[1, 2]	**559**	**1 018**	**652**	**2 229**
Montants à payer à des parties liées	**586**	**1**	**—**	**587**
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	**2**	**6**	**12**	**20**
Obligations locatives[1]	**30**	**116**	**413**	**559**
Emprunts de la société mère[1]	**249**	**664**	**1 643**	**2 556**
Emprunts sans recours[1]	**2 027**	**7 904**	**12 390**	**22 321**
Intérêts à payer sur les emprunts[3]	**1 368**	**4 141**	**4 663**	**10 172**
Total	**5 907 $**	**13 850 $**	**19 773 $**	**39 530 $**

AU 31 DÉCEMBRE 2021 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	779 $	— $	— $	779 $
Passifs liés à des instruments financiers[1, 2]	400	358	207	965
Montants à payer à des parties liées	164	34	—	198
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions	1	6	13	20
Obligations locatives[1]	30	129	305	464
Emprunts de la société mère[1]	—	317	1 839	2 156
Emprunts sans recours[1]	1 818	6 926	10 608	19 352
Intérêts à payer sur les emprunts[3]	912	2 989	3 987	7 888
Total	4 104 $	10 759 $	16 959 $	31 822 $

1) Comprennent les montants courants et non courants.

2) Comprennent les passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux qui seront en partie réglés au moyen d'attributs fiscaux sans effet de trésorerie

3) Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon des taux d'intérêt estimés.

Informations sur la juste valeur

La juste valeur constitue le prix qui serait reçu à la vente d'un actif, ou payé au transfert d'un passif dans une transaction ordonnée entre des participants du marché à la date d'évaluation.

Lorsque la juste valeur est établie à l'aide de modèles d'évaluation, il faut avoir recours à des hypothèses quant au montant et à l'échéancier des flux de trésorerie futurs estimatifs et aux taux d'actualisation. Pour déterminer ces hypothèses, la direction se base principalement sur des données de marché externes facilement observables, comme les courbes des taux d'intérêt, les taux de change, les prix des marchandises et, selon le cas, les écarts de taux.

L'évaluation de la juste valeur d'un actif non financier représente la contrepartie qui serait reçue dans le cadre d'une transaction ordonnée entre des participants du marché, compte tenu d'une utilisation optimale de l'actif.

Les actifs et les passifs mesurés à la juste valeur sont classés dans l'un des trois niveaux de la hiérarchie décrite ci-dessous. Chaque niveau correspond à un degré de fiabilité des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs.

Niveau 1 – Données fondées sur les prix cotés non ajustés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques;

Niveau 2 – Données autres que les prix cotés du niveau 1, observables pour l'actif ou le passif de façon directe ou indirecte;

Niveau 3 – Données liées à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données observables sur le marché.

Le tableau suivant présente les actifs et les passifs d'Énergie Brookfield évalués et présentés à la juste valeur et classés selon la hiérarchie des justes valeurs aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**2022**	2021
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**998 $**	**— $**	**— $**	**998 $**	900 $
Liquidités soumises à restrictions[1]	**191**	**—**	**—**	**191**	176
Actifs liés à des instruments financiers[1]					
Contrats d'énergie dérivés	**—**	**37**	**2**	**39**	55
Swaps de taux d'intérêt	**—**	**335**	**—**	**335**	40
Swaps de change	**—**	**16**	**—**	**16**	32
Placements dans des titres de créance et de capitaux propres	**155**	**39**	**1 041**	**1 235**	195
Immobilisations corporelles	**—**	**—**	**54 283**	**54 283**	49 432
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers[1]					
Contrats d'énergie dérivés	**—**	**(236)**	**(670)**	**(906)**	(226)
Swaps de taux d'intérêt	**—**	**(82)**	**—**	**(82)**	(228)
Swaps de change	**—**	**(110)**	**—**	**(110)**	(56)
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux	**—**	**—**	**(1 131)**	**(1 131)**	(455)
Contrepartie éventuelle[2]	**—**	**—**	**(68)**	**(68)**	(3)
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Emprunts de la société[1]	**(2 362)**	**—**	**—**	**(2 362)**	(2 334)
Emprunts sans recours[1]	**(2 115)**	**(19 002)**	**—**	**(21 117)**	(20 435)
Total	**(3 133) $**	**(19 003) $**	**53 457 $**	**31 321 $**	27 093 $

1) Comprennent le montant courant et le montant non courant.

2) Se rapporte à un regroupement d'entreprises effectué en 2022 comportant des obligations venant à échéance entre 2023 et 2027.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Information sur les instruments financiers

Le tableau suivant présente le montant total des positions nettes en instruments financiers d'Énergie Brookfield aux 31 décembre :

	Actifs liés à des instruments financiers				Passifs liés à des instruments financiers				
		Instruments non désignés comme couvertures				Instruments non désignés comme couvertures			
(EN MILLIONS)	Instruments désignés comme couvertures	Juste valeur par le biais du résultat net	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	Total	Instruments désignés comme couvertures	Juste valeur par le biais du résultat net	Juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global	Total	Actifs (passifs) nets
CAÉ selon IFRS 9	10 $	12 $	— $	22 $	(35) $	(7) $	— $	(42) $	(20) $
Contrats d'énergie dérivés	3	30	—	33	(61)	(123)	—	(184)	(151)
Swaps de taux d'intérêt	22	18	—	40	(117)	(111)	—	(228)	(188)
Swaps de change	30	2	—	32	(48)	(8)	—	(56)	(24)
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres	—	—	195	195	—	—	—	—	195
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux	—	—	—	—	—	(455)	—	(455)	(455)
Solde au 31 décembre 2021	65 $	62 $	195 $	322 $	(261) $	(704) $	— $	(923) $	(643) $
Moins : tranche courante				(60)				400	340
Tranche non courante				262 $				(523) $	(303) $
CAÉ selon IFRS 9	**— $**	**— $**	**— $**	**— $**	**(94) $**	**(574) $**	**— $**	**(668) $**	**(668) $**
Contrats d'énergie dérivés	**12**	**27**	**—**	**39**	**(37)**	**(201)**	**—**	**(238)**	**(199)**
Swaps de taux d'intérêt	**284**	**51**	**—**	**335**	**(15)**	**(67)**	**—**	**(82)**	**253**
Swaps de change	**14**	**2**	**—**	**16**	**(90)**	**(20)**	**—**	**(110)**	**(94)**
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres	**—**	**1 010**	**225**	**1 235**	**—**	**—**	**—**	**—**	**1 235**
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**(1 131)**	**—**	**(1 131)**	**(1 131)**
Solde au 31 décembre 2022	**310 $**	**1 090 $**	**225 $**	**1 625 $**	**(236) $**	**(1 993) $**	**— $**	**(2 229) $**	**(604) $**
Moins : tranche courante				**(125)**				**559**	**434**
Tranche non courante				**1 500 $**				**(1 670) $**	**(170) $**

Le tableau suivant présente la variation du montant total de la position nette de l'actif lié à des instruments financiers d'Énergie Brookfield aux 31 décembre et pour les exercices clos à ces dates :

(EN MILLIONS)	Solde au 31 décembre 2021 de l'actif (du passif)	Variations de la juste valeur compta-bilisées dans les autres éléments du résultat global[1]	Variations de la juste valeur (inefficacité de la couverture)[2]	Variations de la juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat net[2]	Montants des autres éléments du résultat global reclassés en résultat	Acquisitions, règlements et autres	Profit (perte) de change	Solde au 31 décembre 2022 de l'actif (du passif)
CAÉ selon IFRS 9[3]	**(20) $**	**(75) $**	**(13) $**	**(218) $**	**22 $**	**(364) $**	**— $**	**(668) $**
Contrats d'énergie dérivés	**(151)**	**(117)**	**2**	**(123)**	**142**	**57**	**—**	**(199)**
Swaps de taux d'intérêt	**(188)**	**331**	**5**	**85**	**5**	**18**	**(3)**	**253**
Swaps de change	**(24)**	**(56)**	**—**	**89**	**—**	**(103)**	**—**	**(94)**
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres	**195**	**(11)**	**—**	**13**	**—**	**1 046**	**(8)**	**1 235**
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux	**(455)**	**—**	**—**	**115**	**—**	**(791)**	**—**	**(1 131)**
	(643) $	**72 $**	**(6) $**	**(48) $**	**169 $**	**(137) $**	**(11) $**	**(604) $**

1) Montants comptabilisés aux postes « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence », « Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie » et « Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'investissement net » dans les états consolidés du résultat global.

2) Montants comptabilisés aux postes « Profit (perte) de change et sur les instruments financiers » dans les états consolidés du résultat, compte non tenu des profits et des pertes comptabilisés en raison de l'écart de conversion.

3) Conventions d'achat d'électricité de niveau 3 qui sont comptabilisées à titre de contrats d'énergie dérivés désignés comme couvertures ou non désignés comme couvertures.

(EN MILLIONS)	Solde au 31 décembre 2020 de l'actif (du passif)	Variations de la juste valeur compta-bilisées dans les autres éléments du résultat global[1]	Variations de la juste valeur (inefficacité de la couverture)[2]	Variations de la juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat net[2]	Montants des autres éléments du résultat global reclassés en résultat	Acquisitions, règlements et autres	Profit (perte) de change	Solde au 31 décembre 2021 de l'actif (du passif)
CAÉ selon IFRS 9[3]	68 $	(151) $	— $	(120) $	90 $	98	— $	(20) $
Contrats d'énergie dérivés	34	(242)	—	3	42	12	—	(151)
Swaps de taux d'intérêt	(422)	9	(17)	89	90	49	14	(188)
Swaps de change	(90)	50	—	132	—	(116)	—	(24)
Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres	330	3	—	19	—	(153)	(4)	195
Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux	(402)	—	—	(21)	—	(32)	—	(455)
	(482) $	(331) $	(22) $	102 $	222 $	(142) $	10 $	(643) $

1) Montants comptabilisés aux postes « Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence », « Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie » et « Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'investissement net » dans les états consolidés du résultat global.

2) Montants comptabilisés aux postes « Profit (perte) de change et sur les instruments financiers » dans les états consolidés du résultat, compte non tenu des profits et des pertes comptabilisés en raison de l'écart de conversion.

3) Conventions d'achat d'électricité de niveau 3 qui sont comptabilisées à titre de contrats d'énergie dérivés désignés comme couvertures ou non désignés comme couvertures.

a) Passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux

Énergie Brookfield détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures donnant droit à des avantages fiscaux pour financer la construction de projets solaires et éoliens destinés aux réseaux publics. Conformément à la substance des accords contractuels, les montants payés par les investisseurs ayant droit à des avantages fiscaux pour leurs participations sont classés comme des passifs liés à des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière.

Les profits ou les pertes sur les passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux sont comptabilisés au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

b) Placements dans des titres de créance et titres de capitaux propres

Les placements d'Énergie Brookfield dans des titres de capitaux propres et des titres de créance sont comptabilisés à la JVRN, à la JVAERG et au coût amorti. Se reporter à la note 1 l), « Mode de présentation et principales méthodes comptables – Instruments financiers ».

c) Contrats d'énergie dérivés et CAÉ selon IFRS 9

Énergie Brookfield a conclu des contrats d'énergie dérivés à long terme principalement afin de stabiliser ou d'éliminer le risque de prix à la vente d'une partie de la production d'électricité future. Certains contrats d'énergie sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield à un montant équivalant à leur juste valeur, laquelle est établie selon les prix du marché, ou, si aucun cours de marché n'est disponible, selon un modèle d'évaluation utilisant à la fois des éléments probants et des prévisions établis en interne et provenant de tierces parties.

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les conditions des contrats d'énergie dérivés correspondent à celles des transactions prévues hautement probables (c.-à-d., montant notionnel et date prévue de paiement). Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 pour les relations de couverture. Pour évaluer l'efficacité de la couverture, Énergie Brookfield utilise un dérivé hypothétique et compare les variations de la juste valeur des instruments de couverture aux variations de la juste valeur des éléments couverts qui sont attribuables aux risques couverts. L'inefficacité de la couverture peut découler de différents indices (par conséquent, de différentes courbes) liés au risque couvert des éléments couverts et des instruments de couverture.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, des profits de 146 millions $ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global aux comptes consolidés de résultat (25 millions $ en 2021 et 55 millions $ en 2020).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2022, des pertes latentes de 37 millions $ (pertes de 72 millions $ en 2021 et profit de 19 millions $ en 2020) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglées ou reclassées en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

Le tableau suivant présente les contrats d'énergie dérivés désignés comme instruments de couverture :

Contrats d'énergie dérivés et CAÉ selon IFRS 9	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Valeur comptable (actif/(passif))	(116)	(83)
Montant notionnel (GWh)	13 674	10 022
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice ($/MWh)	58	35
Dates d'échéance	2023 – 2038	2022 – 2027
Ratio de couverture	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur	(90)	(124)
Variation de la valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture	64	117

Les pertes découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat liée aux contrats d'énergie dérivés (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont élevées à 18 millions $ (pertes de 7 millions $ en 2021 et pertes de 2 millions $ en 2020).

d) Couvertures de taux d'intérêt

Énergie Brookfield a conclu des contrats de couverture de taux d'intérêt principalement en vue de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable ou de bloquer des taux d'intérêt sur le refinancement futur de la dette. Tous les contrats de couverture de taux d'intérêt sont comptabilisés à la juste valeur dans les états financiers consolidés.

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les modalités des couvertures de taux d'intérêt correspondent à celles des emprunts à taux fixe correspondants (c.-à-d., montant notionnel, échéance, dates de paiement et dates de révision). Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 pour les relations de couverture. Pour évaluer l'efficacité de la couverture, Énergie Brookfield utilise un dérivé hypothétique et compare les variations de la juste valeur des instruments de couverture aux variations de la juste valeur des éléments couverts qui sont attribuables aux risques couverts.

L'inefficacité de la couverture peut découler :

- de l'application de différentes courbes de taux d'intérêt pour actualiser l'élément couvert et l'instrument de couverture;
- d'une différence entre l'échéancier des flux de trésorerie de l'élément couvert et celui de l'instrument de couverture;
- du risque de crédit des contreparties qui a une incidence asymétrique sur les variations de la juste valeur de l'instrument de couverture et de l'élément couvert.

Des contrats affichant une exposition notionnelle totale de 3 621 millions $ étaient en cours au 31 décembre 2022 (3 437 millions $ en 2021), dont une tranche de 701 millions $ (789 millions $ en 2021) était liée à des conventions non officiellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 2,9 % (1,5 % en 2021).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global à la charge d'intérêts comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat se sont traduites par des pertes de 2 millions $ (pertes de 18 millions $ en 2021 et pertes de 12 millions $ en 2020).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2022, des pertes latentes de 50 millions $ (41 millions $ en 2021 et 34 millions $ en 2020) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de taux d'intérêt devraient être réglées ou reclassées en résultat au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé à partir du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

Le tableau suivant présente les couvertures de taux d'intérêt désignées comme instruments de couverture :

Couvertures de taux d'intérêt	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Valeur comptable (actif/(passif))	269	(95)
Montant notionnel – $	803	558
Montant notionnel – $ CA[1]	349	377
Montant notionnel – €[1]	1 315	1 572
Montant notionnel – £[1]	296	—
Montant notionnel – COP[1]	157	141
Dates d'échéance	2023 – 2061	2022 – 2039
Ratio de couverture	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur	333	80
Variation de la valeur de l'élément couvert utilisé pour déterminer l'efficacité de la couverture	(328)	(97)

1) Les montants notionnels des couvertures de taux d'intérêt libellées en monnaies étrangères sont présentés en dollars américains équivalents en fonction du taux de change au comptant au 31 décembre 2022.

La perte découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Profit (perte) de change et sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat liée aux contrats de taux d'intérêt (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 était de 5 millions $ (17 millions $ en 2021 et 2 millions $ en 2020).

e) Swaps de change

Énergie Brookfield a conclu des swaps de change visant à réduire au minimum son exposition aux fluctuations de change qui ont une incidence sur ses placements et ses résultats dans des établissements étrangers et à fixer le taux de change sur certaines transactions prévues libellées en monnaies étrangères.

Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture puisque le placement net ou la transaction future libellée en monnaies étrangères créent un risque de change qui correspondra à celui de l'instrument de couverture correspondant. Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 étant donné que le risque sous-jacent de l'instrument de couverture correspond parfaitement à la composante de risque couvert.

Certaines filiales de Brookfield qui sont contrôlées par Énergie Brookfield selon une convention de vote ont passé des conventions-cadres de couverture, nommant Brookfield comme leur mandataire pour conclure certaines opérations sur dérivés avec des contreparties externes pour se couvrir contre des fluctuations des taux de change. Aux termes de chaque convention, Brookfield a droit au remboursement de tous les frais tiers engagés relativement à ces opérations sur dérivés. La quasi-totalité des swaps de change d'Énergie Brookfield est passée aux termes d'une convention-cadre de couverture.

Des contrats affichant une exposition notionnelle totale de 3 669 millions $ étaient en vigueur au 31 décembre 2022 (2 701 millions $ en 2021), dont une tranche de 1 804 millions $ (561 millions $ en 2021) était liée à des conventions non officiellement désignées comme instruments de couverture.

Aucun profit latent ni aucune perte latente comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de change ne sont prévus être réglés ou reclassés en résultat au cours des 12 prochains mois (néant en 2021 et néant en 2020). Toutefois, le montant réel reclassé à partir du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

Le tableau suivant présente les swaps de change désignés comme instruments de couverture :

Swaps de change	31 décembre 2022	31 décembre 2021
Valeur comptable (actif/(passif))	(76)	(18)
Montant notionnel des couvertures du peso colombien[1]	302	676
Montant notionnel des couvertures de l'euro[1]	601	571
Montant notionnel des couvertures de la livre sterling[1]	76	125
Montant notionnel des couvertures du yuan[1]	575	427
Montant notionnel des couvertures de la roupie indienne[1]	128	260
Montant notionnel des couvertures du réal[1]	79	75
Montant notionnel des couvertures d'autres monnaies[1]	104	6
Dates d'échéance	2023 – 2024	2022 – 2023
Ratio de couverture	1:1	1:1
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice :		
Contrats de change à terme de gré à gré (COP/$)	5 038	3 925
Contrats de change à terme de gré à gré (€/$)	0,99	0,87
Contrats de change à terme de gré à gré (£/$)	0,83	0,76
Contrats de change à terme de gré à gré (CNY/$)	7,05	7,18
Contrats de change à terme de gré à gré (INR/$)	83	78
Contrats de change à terme de gré à gré (R$/$)	5,69	5,73

1) Les montants notionnels sont exprimés en millions de dollars américains.

Le tableau suivant présente un rapprochement des réserves au titre des capitaux propres des commanditaires qui sont touchées par les instruments financiers :

(EN MILLIONS)	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Écart de conversion
Solde au 31 décembre 2020	(39) $	3 $	(720) $
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés	(38)	—	—
Swaps de taux d'intérêt	27	—	—
Swaps de change	—	—	2
Montants reclassés en résultat net	(3)	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères	—	—	(17)
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères	—	—	(104)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres désignés à la JVAERG	—	1	—
Incidence fiscale	3	—	3
Divers	2	—	(6)
Solde au 31 décembre 2021	(48) $	4 $	(842) $
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des :			
Contrats d'énergie dérivés	7	—	—
Swaps de taux d'intérêt	52	—	—
Swaps de change	—	—	10
Montants reclassés en résultat net	37	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères	—	—	68
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères	—	—	(74)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres désignés à la JVAERG	—	(3)	—
Incidence fiscale	(29)	—	(5)
Divers	(2)	—	(2)
Solde au 31 décembre 2022	17 $	1 $	(845) $

7. INFORMATIONS SECTORIELLES

Le chef de la direction et le chef de la direction des finances (collectivement, le principal décideur opérationnel) d'Énergie Brookfield analysent les résultats de l'entreprise, gèrent les activités et affectent les ressources selon le type de technologie.

Les activités d'Énergie Brookfield 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 et cogénération et biomasse, et 5) siège social. L'hydroélectricité et l'énergie éolienne sont de surcroît sectorisées par région, nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie. Cette répartition permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats de notre société.

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

Les informations présentées au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont au prorata. Les informations au prorata reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent aux porteurs de parts (les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC et des parts de société en commandite) une perspective que le principal décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées en fonction de la consolidation au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes Produits, Autres produits, Coûts d'exploitation directs, Charge d'intérêts, Amortissement des immobilisations corporelles, Impôts exigible et différé et Divers sont des éléments qui diffèrent des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 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 ne tiennent pas compte de la quote-part du résultat des participations consolidées que la société ne détient pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans ses états financiers consolidés. 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 de ses états financiers de montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle n'éteint pas les droits établis de notre société sur ces éléments pas plus qu'il n'annule son exposition à ceux-ci.

Énergie Brookfield présente ses résultats répartis en fonction de ces secteurs et les informations sectorielles correspondantes des périodes antérieures sont aussi présentées de façon cohérente.

Les méthodes comptables utilisées pour les secteurs à présenter sont les mêmes que celles décrites à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables ». Énergie Brookfield analyse le rendement de ses secteurs opérationnels en fonction des fonds provenant des activités. 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 utilisés par d'autres entités, ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada (« REALPAC ») et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »).

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. Énergie Brookfield tient compte des profits et des pertes réalisés à la cession d'actifs que nous avons développés ou que nous ne comptions pas détenir à long terme dans le calcul des fonds provenant des activités afin de fournir des informations supplémentaires à l'égard du rendement cumulatif réalisé sur les 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 résultat net de la période considérée.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 :

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS[1]
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total			
Produits	964 $	197 $	273 $	332 $	134 $	31 $	41 $	374 $	290 $	— $	2 636 $	(188) $	2 263 $	4 711 $
Autres produits	15	22	10	31	23	—	2	90	26	73	292	(19)	(137)	136
Coûts d'exploitation directs	(376)	(52)	(82)	(124)	(24)	(7)	(9)	(102)	(119)	(31)	(926)	86	(594)	(1 434)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	121	7	128
	603	167	201	239	133	24	34	362	197	42	2 002	—	1 539	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(243)	(243)	—	—	(243)
Charge d'intérêts	(185)	(20)	(57)	(65)	(16)	(4)	(11)	(102)	(42)	(94)	(596)	19	(647)	(1 224)
Impôt exigible	(6)	(9)	(27)	(2)	(3)	(1)	(2)	(7)	(1)	(1)	(59)	10	(99)	(148)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(29)	(29)	—	—	(29)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(29)	(8)	(37)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(785)	(785)
Fonds provenant des activités	412	138	117	172	114	19	21	253	154	(395)	1 005	—	—	
Charge d'amortissement											(934)	25	(674)	(1 583)
Perte de change et sur les instruments financiers											(190)	3	59	(128)
Recouvrement d'impôt différé											156	(4)	(2)	150
Divers											(332)	(29)	166	(195)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence											—	5	—	5
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle											—	—	451	451
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]											(295) $	— $	— $	(295) $

1) La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 96 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part du résultat. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 334 millions $ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 :

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total	Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS[1]
Produits	876 $	169 $	224 $	370 $	125 $	29 $	32 $	348 $	242 $	— $	2 415 $	(163) $	1 844 $	4 096 $
Autres produits	42	36	14	27	98	1	—	39	3	41	301	(11)	14	304
Coûts d'exploitation directs	(349)	(50)	(79)	(120)	(36)	(7)	(8)	(89)	(72)	(30)	(840)	75	(600)	(1 365)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	99	43	142
	569	155	159	277	187	23	24	298	173	11	1 876	—	1 301	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(288)	(288)	—	—	(288)
Charge d'intérêts	(158)	(20)	(28)	(74)	(19)	(5)	(8)	(111)	(38)	(78)	(539)	29	(471)	(981)
Impôt exigible	(2)	(4)	(3)	(3)	(4)	(1)	(1)	(2)	(2)	—	(22)	3	(24)	(43)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(55)	(55)	—	—	(55)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	(12)	—	—	(12)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(32)	(33)	(65)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(773)	(773)
Fonds provenant des activités	409	131	128	200	164	17	15	185	133	(448)	934	—	—	
Charge d'amortissement											(922)	38	(617)	(1 501)
Perte de change et sur les instruments financiers											(129)	(2)	99	(32)
Charge d'impôt différé											133	5	(109)	29
Divers											(384)	14	63	(307)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence											—	(55)	—	(55)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle											—	—	564	564
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]											(368) $	— $	— $	(368) $

1) La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 22 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part du résultat. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 209 millions $ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 :

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS[1]
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total			
Produits	824 $	175 $	211 $	263 $	105 $	27 $	28 $	245 $	169 $	— $	2 047 $	(72) $	1 835 $	3 810 $
Autres produits	58	54	12	11	26	3	3	50	3	64	284	(29)	(127)	128
Coûts d'exploitation directs	(301)	(52)	(92)	(78)	(35)	(6)	(6)	(63)	(61)	(23)	(717)	34	(591)	(1 274)
Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	67	31	98
	581	177	131	196	96	24	25	232	111	41	1 614	—	1 148	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(217)	(217)	—	(18)	(235)
Charge d'intérêts	(143)	(18)	(30)	(73)	(15)	(6)	(6)	(90)	(25)	(79)	(485)	20	(511)	(976)
Impôt exigible	1	(7)	(11)	—	(2)	(1)	(1)	(3)	(2)	—	(26)	4	(44)	(66)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(54)	(54)	—	—	(54)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(25)	(25)	—	—	(25)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(24)	(13)	(37)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(562)	(562)
Fonds provenant des activités	439	152	90	123	79	17	18	139	84	(334)	807	—	—	
Charge d'amortissement											(756)	21	(632)	(1 367)
Perte de change et sur les instruments financiers											(35)	8	154	127
Charge d'impôt différé											175	(6)	44	213
Divers											(495)	11	52	(432)
Quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence											—	(34)	—	(34)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle											—	—	382	382
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]											(304) $	— $	— $	(304) $

1) La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 27 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part des produits, autres produits et coûts d'exploitation directs, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part du résultat. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 180 millions $ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau suivant présente de l'information par secteur relative à certains éléments de l'état consolidé de la situation financière de notre société ainsi que le rapprochement des soldes au prorata de l'état consolidé de la situation financière, en regroupant les éléments comprenant les placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle :

	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Énergie décentralisée et solutions durables	Siège social	Total			
Au 31 décembre 2022														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**55 $**	**15 $**	**14 $**	**48 $**	**56 $**	**22 $**	**24 $**	**139 $**	**72 $**	**— $**	**445 $**	**(43) $**	**596 $**	**998 $**
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**15 331**	**1 743**	**1 826**	**3 563**	**650**	**346**	**294**	**3 046**	**2 337**	**—**	**29 136**	**(1 165)**	**26 312**	**54 283**
Total de l'actif	**16 971**	**1 880**	**2 036**	**3 969**	**816**	**381**	**399**	**3 520**	**2 794**	**581**	**33 347**	**(587)**	**31 351**	**64 111**
Total des emprunts	**4 206**	**258**	**526**	**1 356**	**358**	**83**	**238**	**2 382**	**928**	**2 556**	**12 891**	**(373)**	**12 332**	**24 850**
Autres passifs	**5 250**	**99**	**634**	**1 344**	**244**	**15**	**71**	**492**	**507**	**271**	**8 927**	**(204)**	**4 252**	**12 975**
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022														
Ajouts d'immobilisations corporelles	**153**	**33**	**—**	**78**	**13**	**15**	**35**	**157**	**145**	**—**	**629**	**(62)**	**1 868**	**2 435**
Au 31 décembre 2021														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42 $	30 $	17 $	30 $	46 $	8 $	9 $	133 $	44 $	245 $	604 $	(28) $	324 $	900 $
Immobilisations corporelles à la juste valeur	15 188	1 680	2 032	3 286	676	277	266	3 355	2 183	—	28 943	(1 111)	21 600	49 432
Total de l'actif	16 456	1 833	2 277	3 665	842	292	342	3 746	2 366	292	32 111	(518)	24 274	55 867
Total des emprunts	4 126	261	526	1 628	474	74	195	2 736	996	2 156	13 172	(351)	8 708	21 529
Autres passifs	4 499	91	644	771	218	8	52	435	227	303	7 248	(167)	3 261	10 342
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021														
Ajouts d'immobilisations corporelles	113	85	130	88	22	10	1	197	31	6	683	(12)	1 576	2 247

Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par secteur à présenter pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Hydroélectricité			
Amérique du Nord	**1 211 $**	1 044 $	1 030 $
Brésil	**181**	177	201
Colombie	**1 135**	929	874
	2 527	2 150	2 105
Énergie éolienne			
Amérique du Nord	**676**	684	494
Europe	**201**	189	237
Brésil	**90**	81	79
Asie	**179**	120	105
	1 146	1 074	915
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	**700**	563	539
Énergie décentralisée et solutions durables	**338**	309	251
Total	**4 711 $**	4 096 $	3 810 $

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

(EN MILLIONS)	**31 décembre 2022**	31 décembre 2021
États-Unis	**29 056 $**	26 713 $
Colombie	**8 264**	8 497
Canada	**7 560**	5 534
Brésil	**4 754**	3 860
Europe	**3 963**	4 440
Asie	**1 932**	1 495
Autres	**146**	—
	55 675 $	50 539 $

8. AUTRES PRODUITS

Les autres produits d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Intérêts et autre revenu de placement	**68 $**	59 $	47 $
Profit sur une entente de règlement et sur règlement de contrats	**43**	35	61
Profit sur cession d'actifs en développement	**—**	202	10
Divers	**25**	8	10
	136 $	304 $	128 $

9. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

Les coûts d'exploitation directs d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	**2022**	2021	2020
Achat de combustible et d'électricité[1, 2]		**(400) $**	(390) $	(348) $
Salaires et avantages du personnel		**(325)**	(293)	(270)
Activités et entretien		**(309)**	(285)	(256)
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres frais réglementaires		**(205)**	(201)	(208)
Assurance	30	**(71)**	(68)	(60)
Honoraires professionnels		**(59)**	(56)	(63)
Autres services entre parties liées	30	**(1)**	(8)	(4)
Autres charges		**(64)**	(64)	(65)
		(1 434) $	(1 365) $	(1 274) $

1) L'achat de combustible et d'électricité est principalement attribuable à notre portefeuille en Colombie.

2) Comprend un montant de 80 millions $ en 2021 lié à la tempête hivernale survenue au Texas, qui tient compte du coût d'acquisition d'énergie engagé afin de respecter nos obligations contractuelles associées à nos actifs éoliens qui ne produisaient pas pendant la période en raison des conditions glaciales, déduction faite des activités de couverture.

Les coûts d'exploitation directs ne tiennent pas compte de la charge d'amortissement d'un montant de 1 583 millions $ (1 501 millions $ en 2021 et 1 367 millions $ en 2020).

10. DIVERS

Le poste Divers d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre se composait de ce qui suit :

(EN MILLIONS)	Note	**2022**	2021	2020
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles		**(61)**	(63)	(101)
Coûts de transaction		**(2)**	(8)	(13)
Amortissement des actifs liés à la concession de services		**(15)**	(14)	(9)
Provisions pour litiges	29	**(6)**	(58)	(231)
Écart de conversion et couverture de flux de trésorerie, déduction faite des couvertures d'investissement, associés à la cession d'actifs	4	**—**	(41)	—
Perte sur l'extinction de dette		**—**	—	(12)
Divers		**(111)**	(123)	(66)
		(195) $	(307) $	(432) $

11. ÉCART DE CONVERSION

L'écart de conversion d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre présenté dans les états consolidés du résultat global s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	**2022**	2021	2020
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur	13	**(2 011) $**	(1 510) $	(604) $
Goodwill	19	**(131)**	(121)	(20)
Emprunts	15	**975**	436	(219)
Actifs et passifs d'impôt différé	12	**526**	318	35
Autres actifs et passifs		**(6)**	18	(32)
		(647) $	(859) $	(840) $

12. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Recouvrement (charge) d'impôt applicable aux éléments suivants :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée	**(148) $**	(43) $	(66) $
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – naissance et résorption de différences temporaires	**125**	160	185
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	**10**	(147)	(7)
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales	**15**	16	35
	150	29	213
Total du recouvrement (de la charge) d'impôt	**2 $**	(14) $	147 $

Les principales composantes (de la charge) du recouvrement d'impôt différé pour les exercices clos les 31 décembre comptabilisées directement dans les autres éléments du résultat global s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	**(75) $**	3 $	13 $
Divers	**(17)**	(13)	(3)
Écart de réévaluation			
Naissance et résorption de différences temporaires	**(881)**	(1 003)	(934)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales	**34**	(159)	—
	(939) $	(1 172) $	(924) $

Le recouvrement (la charge) d'impôt au taux effectif d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre est différent(e) du recouvrement (de la charge) au taux prévu par la loi en raison des différences suivantes :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Recouvrement (charge) d'impôt au taux prévu par la loi[1]	**(38) $**	14 $	53 $
Diminution (augmentation) découlant des éléments suivants :			
Diminution (augmentation) des actifs d'impôt non comptabilisés	**(10)**	(5)	34
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur et variation du taux d'imposition	**10**	(147)	(7)
Résultat des filiales imposé à différents taux	**49**	129	68
Divers	**(9)**	(5)	(1)
Recouvrement (charge) d'impôt au taux effectif	**2 $**	(14) $	147 $

1) La charge d'impôt au taux prévu par la loi est calculée au moyen du taux d'imposition applicable au résultat dans les pays respectifs.

Le rapprochement susmentionné s'est fait en regroupant les données de toutes les filiales d'Énergie Brookfield en appliquant le taux d'imposition de chaque administration fiscale.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à (1,5) % ((26,9) % en 2021 et 76,6 % en 2020). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux, des changements législatifs au cours de l'exercice visant les taux d'imposition, des variations des actifs d'impôt non comptabilisés et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

Le tableau suivant présente la date d'expiration, s'il y a lieu, des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Moins de quatre ans	**9 $**	5 $	5 $
Par la suite	**144**	138	149

Les actifs et passifs d'impôt différé des différences temporaires suivantes ont été comptabilisés dans les états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Pertes autres qu'en capital	Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	(Passifs) actifs nets d'impôt différé
Au 1er janvier 2020	885 $	(5 574) $	(4 689) $
Comptabilisés en résultat net	273	(60)	213
Comptabilisés dans les capitaux propres	(52)	(865)	(917)
Regroupement d'entreprises	30	18	48
Écart de conversion	4	31	35
Au 31 décembre 2020	1 140	(6 450)	(5 310)
Comptabilisés en résultat net	23	6	29
Comptabilisés dans les capitaux propres	8	(1 068)	(1 060)
Regroupement d'entreprises	(28)	33	5
Écart de conversion	6	312	318
Au 31 décembre 2021	1 149	(7 167)	(6 018)
Comptabilisés en résultat net	132	18	150
Comptabilisés dans les capitaux propres	—	(947)	(947)
Regroupement d'entreprises	—	(42)	(42)
Écart de conversion	(8)	534	526
Au 31 décembre 2022	1 273 $	(7 604) $	(6 331) $

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 6 914 millions $ (6 082 millions $ en 2021 et 5 145 millions $ en 2020) découlant de réévaluations d'immobilisations corporelles comptabilisées dans les capitaux propres.

La différence temporaire imposable non comptabilisée attribuable à la participation d'Énergie Brookfield dans ses filiales, succursales, entreprises associées et coentreprises s'élève à 6 028 millions $ (5 856 millions $ en 2021 et 5 405 millions $ en 2020).

13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Note	Hydro-électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers[1]	Total
Immobilisations corporelles à la juste valeur						
Au 31 décembre 2020		28 206 $	8 797 $	6 840 $	149 $	43 992 $
Ajouts, montant net		576	490	78	9	1 153
Transfert des immobilisations en cours		118	187	258	1	564
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	—	1 643	679	—	2 322
Cessions[2]		—	(1 208)	—	—	(1 208)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur		4 306	(51)	101	73	4 429
Écart de conversion	11	(1 133)	(124)	(221)	(9)	(1 487)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur		(13)	(19)	(3)	(24)	(59)
Charge d'amortissement		(547)	(600)	(343)	(11)	(1 501)
Au 31 décembre 2021		31 513	9 115	7 389	188	48 205
Ajouts, montant net[3]		**5**	**(194)**	**(65)**	**(7)**	**(261)**
Transfert des immobilisations en cours		**183**	**911**	**1 071**	**7**	**2 172**
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	**—**	**1 418**	**495**	**—**	**1 913**
Cessions[2]	4	**(97)**	**—**	**—**	**—**	**(97)**
Transferts dans les actifs détenus en vue de la vente	5	**(677)**	**—**	**—**	**—**	**(677)**
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur		**2 490**	**779**	**(31)**	**77**	**3 315**
Écart de conversion	11	**(1 634)**	**(178)**	**(191)**	**7**	**(1 996)**
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur		**(2)**	**8**	**(44)**	**(2)**	**(40)**
Charge d'amortissement		**(613)**	**(557)**	**(385)**	**(28)**	**(1 583)**
Au 31 décembre 2022		**31 168 $**	**11 302 $**	**8 239 $**	**242 $**	**50 951 $**
Immobilisations en cours						
Au 31 décembre 2020		212 $	213 $	172 $	1 $	598 $
Ajouts, montant net		194	357	575	6	1 132
Transferts dans les immobilisations corporelles		(118)	(187)	(258)	(1)	(564)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises		—	—	44	—	44
Cessions[3]		—	(104)	—	—	(104)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur		—	17	127	—	144
Écart de conversion	11	(10)	(1)	(11)	(1)	(23)
Au 31 décembre 2021		278	295	649	5	1 227
Ajouts, montant net		**209**	**1 155**	**1 325**	**7**	**2 696**
Transferts dans les immobilisations corporelles		**(183)**	**(911)**	**(1 071)**	**(7)**	**(2 172)**
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	**—**	**347**	**827**	**—**	**1 174**
Transferts dans les actifs détenus en vue de la vente	5	**(8)**	**—**	**—**	**—**	**(8)**
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur		**—**	**269**	**161**	**—**	**430**
Écart de conversion	11	**3**	**(23)**	**6**	**(1)**	**(15)**
Au 31 décembre 2022		**299 $**	**1 132 $**	**1 897 $**	**4 $**	**3 332 $**
Total des immobilisations corporelles à la juste valeur						
Au 31 décembre 2021[4]		31 791 $	9 410 $	8 038 $	193 $	49 432 $
Au 31 décembre 2022[4]		**31 467 $**	**12 434 $**	**10 136 $**	**246 $**	**54 283 $**

1) Comprend la biomasse et la cogénération.

2) Se rapportent à la cession d'actifs importants. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 4, « Cession d'actifs ».

3) Comprend les variations de juste valeur associées au démantèlement d'actifs de 255 millions $.

4) Comprend des actifs au titre de droits d'utilisation non assujettis à la réévaluation de 64 millions $ (69 millions $ en 2021) du secteur hydroélectricité, de 242 millions $ (174 millions $ en 2021) du secteur énergie éolienne, de 215 millions $ (186 millions $ en 2021) du secteur énergie solaire et de néant (2 millions $ en 2021) du secteur divers.

Au cours de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu les acquisitions des participations suivantes. Elles sont comptabilisées à titre d'acquisitions d'actifs, car elles ne représentent pas des regroupements d'entreprises selon IFRS 3.

- Un portefeuille éolien en développement au Brésil d'une puissance totale de 248 MW qui comprend des immobilisations corporelles totalisant 11 millions $, lesquelles sont comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.
- Un portefeuille éolien en exploitation en Chine d'une puissance totale de 10 MW qui comprend des immobilisations corporelles totalisant 17 millions $, lesquelles sont comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 25 %.
- Un portefeuille éolien en développement en Chine d'une puissance totale de 169 MW qui comprend des immobilisations corporelles totalisant 241 millions $, lesquelles sont comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 20 %.
- Un actif d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en exploitation en Colombie d'une puissance totale de 40 MW, lequel comprend des immobilisations corporelles totalisant 37 millions $ qui sont comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière à la date d'acquisition. La participation financière d'Énergie Brookfield s'élève à 24 %.

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est calculée comme il est décrit à la note 1 g), et à la note 1 r) i), « Estimations critiques – Immobilisations corporelles ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Se reporter à la note 1 s) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ». Énergie Brookfield a classé ses immobilisations corporelles dans le niveau 3 selon la hiérarchie des justes valeurs.

Les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux et les exercices finaux utilisés dans l'application de la méthode d'évaluation sont présentés dans le tableau ci-après :

	Amérique du Nord		Colombie		Brésil		Europe	
	2022	2021	**2022**	2021	**2022**	2021	**2022**	2021
Taux d'actualisation[1]								
Visés par contrat	**4,9 % - 5,4 %**	4,1 % - 4,3 %	**8,5 %**	7,9 %	**8,2 %**	7,2 %	**4,4 %**	3,9 %
Non visés par contrat	**6,2 % - 6,7 %**	5,4 % - 5,6 %	**9,7 %**	9,2 %	**9,5 %**	8,5 %	**4,4 %**	3,9 %
Taux de capitalisation final[2]	**4,3 % - 4,9 %**	4,8 % - 5,1 %	**7,7 %**	8,0 %	**s. o.**	s. o.	**s. o.**	s. o.
Exercice final[3]	**2044**	2042	**2042**	2041	**2051**	2048	**2036**	2036

1) Les taux d'actualisation ne sont pas ajustés en fonction des risques propres à l'actif.
2) Le taux de capitalisation final aux États-Unis, au Canada et en Colombie ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques.
3) L'exercice final des actifs hydroélectriques s'entend de la date d'évaluation de la valeur finale.

Le tableau ci-après résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation, des prix de l'électricité et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations incorporelles :

	2022				
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(1 530) $	(310) $	(110) $	(50) $	(2 000) $
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	1 650	260	110	50	2 070
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie	1 280	440	120	—	1 840
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie	(1 270)	(440)	(120)	—	(1 830)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final	(490)	(70)	—	—	(560)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final	540	80	—	—	620

	2021				
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation	(1 510) $	(240) $	(100) $	(60) $	(1 910) $
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation	1 690	330	100	60	2 180
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie	1 100	410	80	—	1 590
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie	(1 100)	(410)	(80)	—	(1 590)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final	(390)	(70)	—	—	(460)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final	430	70	—	—	500

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, majoré d'un renouvellement de 30 ans non récurrent visant la majorité des actifs hydroélectriques. La durée résiduelle moyenne pondérée de l'autorisation ou de la durée d'utilité de l'actif de concession au 31 décembre 2022, compte tenu du renouvellement de 30 ans non récurrent pour les actifs hydroélectriques touchés, était de 35 ans (31 ans en 2021). Par conséquent, aucune valeur finale n'est attribuée aux actifs hydroélectriques au Brésil à la fin de la durée de l'autorisation.

Le tableau ci-dessous résume le pourcentage du total de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité au 31 décembre 2022 :

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 5 ans	75 %	52 %	84 %	100 %
6 à 10 ans	60 %	12 %	66 %	81 %
Par la suite	30 %	2 %	43%	65 %

Le tableau suivant résume les prix de l'électricité moyens provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme qui sont directement liées à des actifs de production d'énergie connexes :

Par MWh[1]	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 10 ans	85 $	293 000 COP	336 R$	72 €
11 à 20 ans	76	352 000	387	66

1) Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

Le tableau suivant résume les estimations des prix futurs de l'électricité :

Par MWh[1]	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 an à 10 ans	98 $	376 000 COP	290 R$	62 €
11 à 20 ans	126	554 000	387	74

1) Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2026 à 2035. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 140 millions $ (173 millions $ en 2021).

Si les immobilisations corporelles réévaluées d'Énergie Brookfield avaient été évaluées selon le coût historique, la valeur comptable, déduction faite de l'amortissement cumulé, se serait établie comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Hydroélectricité	**9 812 $**	11 135 $
Énergie éolienne	**10 146**	7 719
Énergie solaire	**8 576**	6 467
Divers[1]	**158**	155
	28 692 $	25 476 $

1) Comprend la biomasse et la cogénération.

14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des immobilisations incorporelles :

(EN MILLIONS)	Total
Solde au 31 décembre 2020	232 $
Charge d'amortissement[1]	(14)
Solde au 31 décembre 2021	218
Écart de conversion	6
Charge d'amortissement[1]	(15)
Solde au 31 décembre 2022	209 $

1) Compris au poste Divers des comptes consolidés de résultat.

Les immobilisations incorporelles se rapportent à certaines centrales de production d'énergie exploitées dans le cadre d'accords de concession de services en Amérique du Sud. Nous tirons principalement profit d'un accord de concession proposé par le gouvernement et d'une CAÉ à long terme conclue avec UTE - Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, société d'État de la République d'Uruguay responsable de la production d'électricité. Aux termes de la CAÉ, nous sommes tenus de fournir de l'électricité à un prix fixe pour la durée du contrat, lequel prix sera ajusté pour tenir compte de l'inflation.

Les actifs liés à la concession de services d'Énergie Brookfield sont exploités comme des autorisations échéant entre 2035 et 2045. Les autres immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode linéaire sur 17 à 20 ans.

Aux termes de ces arrangements, Énergie Brookfield a comptabilisé des produits de 36 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (33 millions $ en 2021 et 35 millions $ en 2020).

15. EMPRUNTS

Emprunts de la société mère

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts de la société mère aux 31 décembre :

	31 décembre 2022				31 décembre 2021			
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**Taux d'intérêt moyen pondéré (%)**	**Durée (en années)**	**Valeur comptable**	**Juste valeur estimée**	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Facilités de crédit	**s. o.**	**5**	**— $**	**— $**	s. o.	5	— $	— $
Papier commercial	**5,1**	**< 1**	**249**	**249**	s. o.	s. o.	—	—
Billets à moyen terme :								
Série 4 (150 $ CA)	**5,8**	**14**	**111**	**114**	5,8	15	118	154
Série 9 (400 $ CA)	**3,8**	**2**	**295**	**286**	3,8	3	317	334
Série 10 (500 $ CA)	**3,6**	**4**	**369**	**350**	3,6	5	396	421
Série 11 (475 $ CA)	**4,3**	**6**	**351**	**338**	4,3	7	376	419
Série 12 (475 $ CA)	**3,4**	**7**	**351**	**316**	3,4	8	376	399
Série 13 (300 $ CA)	**4,3**	**27**	**221**	**184**	4,3	28	237	275
Série 14 (425 $ CA)	**3,3**	**28**	**314**	**218**	3,3	29	336	332
Série 15 (400 $ CA)[1]	**5,9**	**10**	**295**	**307**	—	—	—	—
	4,1	**11**	**2 307**	**2 113**	3,9	13	2 156	2 334
Total des emprunts de la société mère			**2 556**	**2 362 $**			2 156	2 334 $
Ajouter : primes non amorties[2]			**2**				3	
Déduire : coûts de financement non amortis[2]			**(10)**				(10)	
Déduire : tranche courante			**(249)**				—	
			2 299 $				2 149 $	

1) Comprend un montant de 7 millions $ (néant en 2021) à rembourser à une entreprise associée de Brookfield. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

2) Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts de la société mère pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Emprunts de la société mère		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	**(10) $**	(11) $
Autres coûts de financement	**(1)**	—
Amortissement des coûts de financement	**1**	1
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	**(10) $**	(10) $

Facilités de crédit

Au 31 décembre 2022, le papier commercial en circulation d'Énergie Brookfield totalisait 249 millions $ (néant en 2021).

Au premier trimestre de 2022, Énergie Brookfield avait relevé le plafond de son programme de papier commercial de 500 millions $, pour le porter à 1 milliard $.

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve du service de la dette. Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », pour des informations sur les lettres de crédit émises par des filiales.

Le tableau qui suit résume la portion non utilisée des facilités de crédit de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Facilités de crédit de la société mère et des parties liées autorisées[1]	**2 375 $**	2 375 $
Emprunts tirés sur les facilités de crédit de la société mère[1, 2]	**—**	(24)
Facilité de lettres de crédit autorisée	**500**	400
Lettres de crédit émises	**(344)**	(289)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	**2 531 $**	2 462 $

1) Les montants sont garantis par Énergie Brookfield.
2) Se rapportent à des lettres de crédit émises sur les facilités de crédit de la société mère d'Énergie Brookfield totalisant 1 975 millions $.

Billets à moyen terme

Les emprunts de la société mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, soit Brookfield Renewable Partners ULC (« Canadian Finco ») (se reporter à la note 32, « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Canadian Finco peut rembourser de temps à autre une partie ou la totalité des emprunts, conformément aux modalités de l'acte de fiducie. Le solde est exigible à l'échéance et les intérêts sur les emprunts de la société mère sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par Canadian Finco sont garantis sans condition par BRELP et certaines autres filiales.

Au cours du quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a émis des billets à moyen terme de série 15 d'un montant en capital de 400 millions $ CA. Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux de fixe de 5,88 % et viennent à échéance en novembre 2032. Les billets à moyen terme de série 15 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

Emprunts sans recours

Les emprunts sans recours sont habituellement des emprunts à long terme sur des actifs précis et sans recours, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts sans recours en Amérique du Nord et en Europe consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable indexées sur le taux Secured Overnight Financing Rate (le taux « SOFR »), le taux Sterling Overnight Index Average (le taux « SONIA »), le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL »), le taux interbancaire offert en euros (le « taux EURIBOR ») et le taux offert en dollars canadiens (le « taux CDOR »). Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt en Amérique du Nord et en Europe pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts sans recours au Brésil sont assortis de taux d'intérêt variables selon la Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le taux d'intérêt à long terme de la Banque nationale de développement économique du Brésil, ou le taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts sans recours en Colombie sont composés de taux fixes et de taux variables indexés sur l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de Banco Central de Colombia, et sur l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Colombie, majorés d'une marge. Les emprunts sans recours en Inde constituent des dettes à taux fixe et à taux variable indexés sur le taux préférentiel du prêteur (coût marginal du taux d'emprunt). Les emprunts sans recours en Chine sont assortis de taux d'intérêt variables de la Banque populaire de Chine (« BPC »).

Depuis le 1er janvier 2022, le taux SONIA remplace le TIOL en livres sterling, et le taux en euros à court terme (« €STR ») remplace le TIOL en euros. Il est également prévu que le taux SOFR remplacera le TIOL en dollars américains d'ici le 30 juin 2023 et le taux des opérations de pension à un jour (le taux « CORRA ») remplacera le taux CDOR après le 28 juin 2024.

Au 31 décembre 2022, les réformes des taux SONIA et €STR n'avaient pas eu d'incidences importantes sur les emprunts assortis de taux d'intérêt variables contractés par Énergie Brookfield. Celle-ci a mis en œuvre un plan de transition visant le remplacement du TIOL en dollars américains par le taux SOFR devant entrer en vigueur le 30 juin 2023. Ce plan comprend certaines modifications aux modalités contractuelles des emprunts à taux variable, des swaps de taux d'intérêt et des taux d'intérêt plafonds reposant sur le TIOL en dollars américains et des mises à jour des désignations de ses couvertures. Ces changements ne devraient pas avoir d'incidence importante.

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts sans recours aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**31 décembre 2022**				31 décembre 2021			
	Moyenne pondérée				Moyenne pondérée			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	**Durée (en années)[4]**	**Valeur comptable**	**Juste valeur estimée**	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Emprunts sans recours[1]								
Hydroélectricité[2]	**7,2**	**10**	**8 813 $**	**8 104 $**	4,9	11	8 541 $	9 008 $
Énergie éolienne	**5,4**	**8**	**5 943**	**5 824**	4,4	8	4 767	5 059
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	**5,6**	**13**	**4 625**	**4 502**	4,1	13	4 303	4 561
Énergie décentralisée et solutions durables	**4,6**	**7**	**2 940**	**2 687**	3,2	8	1 741	1 807
Total	**6,1**	**10**	**22 321**	**21 117 $**	4,5	10	19 352	20 435 $
Ajouter : primes et escomptes non amorties[3]			**105**				160	
Déduire : coûts de financement non amortis[3]			**(124)**				(132)	
Déduire : tranche courante			**(2 027)**				(1 818)	
			20 275 $				17 562 $	

1) Comprend un montant de 1 838 millions $ (30 millions $ en 2021) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.
2) Comprend un montant de 93 millions $ (51 millions $ en 2021) à rembourser à une entreprise associée de Brookfield. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.
3) Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.
4) Compte non tenu des financements temporaires, la durée moyenne pondérée totale est de 11 ans.

Les remboursements futurs des emprunts sans recours d'Énergie Brookfield, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2023	2024	2025	2026	2027	Par la suite	Total
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	1 116 $	697 $	628 $	880 $	554 $	4 938 $	8 813 $
Énergie éolienne	402	1 486	326	573	324	2 832	5 943
Énergie solaire destinée aux réseaux publics	314	420	296	343	222	3 030	4 625
Énergie décentralisée et solutions durables	195	900	116	71	68	1 590	2 940
	2 027 $	3 503 $	1 366 $	1 867 $	1 168 $	12 390 $	22 321 $

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts sans recours pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Emprunts sans recours		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice	**(132) $**	(122) $
Autres coûts de financement	**(49)**	(40)
Amortissement des coûts de financement	**36**	21
Écart de conversion et autres	**21**	9
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice	**(124) $**	(132) $

Le tableau suivant présente la variation des primes non amorties des emprunts sans recours pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Emprunts sans recours		
Primes et escomptes non amorties au début de l'exercice	**160 $**	63 $
Primes et escomptes additionnelles	**(13)**	103
Amortissement des primes et des escomptes	**(15)**	(13)
Écart de conversion et autres	**(27)**	7
Primes et escomptes non amorties à la fin de l'exercice	**105 $**	160 $

Les financements et refinancements conclus par Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 sont comme suit :

Période close	**Région**	**Technologie**	**Taux d'intérêt moyen[1]**		**Échéance**	**Valeur comptable**
T1 2022	Colombie	Hydroélectricité	8,66 %	Financement	2032	200 milliards COP (53 millions $)
T1 2022	Colombie	Hydroélectricité	IPC	Financement	2029 à 2037	356 milliards COP (95 millions $)
T1 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2032	200 milliards COP (53 millions $)
T1 2022	Brésil	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	IPCA	Financement	2045	150 millions R$ (29 millions $)
T1 2022	Chine	Énergie éolienne	4,90 %	Financement	2037	835 millions CNY (132 millions $)
T1 2022	États-Unis	Hydroélectricité	3,62 %	Refinancement	2032	170 millions $
T1 2022	États-Unis	Hydroélectricité	SOFR	Refinancement	2026	35 millions $
T2 2022	Brésil	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	IPCA	Financement	2045	300 millions R$ (63 millions $)
T2 2022	Brésil	Énergie éolienne	CDI	Financement	2024	500 millions R$ (96 millions $)
T2 2022	Europe	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	3,36 %	Refinancement	2039	66 millions € (70 millions $)
T2 2022	États-Unis	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	SOFR	Financement	2025	250 millions $
T2 2022	États-Unis	Divers	SOFR	Refinancement	2029	500 millions $
T2 2022	États-Unis	Production décentralisée	5,23 %	Financement	2029	402 millions $
T2 2022	Chine	Énergie éolienne	4,60 %	Financement	2039	290 millions CNY (43 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2032	400 milliards COP (97 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2030	100 milliards COP (24 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2030	50 milliards COP (12 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2034	100 milliards COP (24 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2027	219 milliards COP (53 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2029	594 milliards COP (144 millions $)
T2 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Refinancement	2030	237 milliards COP (57 millions $)
T3 2022	Chine	Énergie éolienne	4,40 %	Financement	2039	181 millions CNY (25 millions $)
T3 2022	Chine	Énergie éolienne	4,40 %	Financement	2039	262 millions CNY (37 millions $)
T3 2022	Chine	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	4,40 %	Financement	2040	107 millions CNY (15 millions $)
T3 2022	Chine	Énergie éolienne	4,40 %	Financement	2038	87 millions CNY (12 millions $)
T3 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2030	315 milliards COP (71 millions $)
T3 2022	États-Unis	Production décentralisée	6,50 %	Financement	2032	14 millions $
T3 2022	États-Unis	Hydroélectricité	SOFR	Refinancement	2024	12 millions $
T4 2022	Chine	Énergie éolienne	4,40 %	Financement	2039	241 millions CNY (34 millions $)
T4 2022	Chine	Énergie éolienne	4,60 %	Financement	2039	227 millions CNY (32 millions $)
T4 2022	Chine	Énergie éolienne	4,40 %	Financement	2040	214 millions CNY (31 millions $)
T4 2022	Colombie	Hydroélectricité	IBR	Financement	2032	252 milliards COP (53 millions $)
T4 2022	Chili	Divers	SOFR	Financement	2034	200 millions $

Période close	Région	Technologie	Taux d'intérêt moyen[1]		Échéance	Valeur comptable
T4 2022	États-Unis	Production décentralisée	SOFR	Financement	2023	75 millions $
T4 2022	États-Unis	Hydroélectricité	SOFR	Financement	2023	100 millions $
T4 2022	États-Unis	Hydroélectricité	SOFR	Financement	2037	200 millions $
T4 2022	États-Unis	Hydroélectricité	SOFR	Financement	2037	175 millions $
T4 2022	États-Unis	Hydroélectricité	SOFR	Financement	2029	60 millions $
T4 2022	Inde	Divers	8,65 %	Refinancement	2026 à 2035	5 milliards INR (62 millions $)
T4 2022	Inde	Divers	8,95 %	Financement	2038	11 milliards INR (139 millions $)
T4 2022	Canada	Hydroélectricité	5,13 %	Financement	2029	786 millions $ CA (580 millions $)
T4 2022	Canada	Hydroélectricité	CDOR	Financement	2023	300 millions $ CA (221 millions $)
T4 2022	Brésil	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	IPCA	Financement	2046	450 millions R$ (87 millions $)

1) Les financements indexés sur un taux de référence portent intérêt à un taux variable applicable, majoré d'une marge.

Au cours du premier trimestre de 2022, Énergie Brookfield a augmenté sa facilité de crédit renouvelable visant le portefeuille de production décentralisée aux États-Unis de 50 millions $, pour la porter à 150 millions $, et a convenu de modifier son échéance pour la fixer à mars 2025.

Au cours du deuxième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a augmenté la capacité d'emprunt de sa facilité de crédit renouvelable visant les activités aux États-Unis de 250 millions $, pour la porter à 750 millions $.

Au quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a prolongé jusqu'en 2047 l'échéance de sa facilité de 3 billions COP associée à ses actifs d'hydroélectricité en Colombie.

Au quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a prolongé l'échéance de sa facilité de 750 millions $ associée à la facilité de crédit-relais du Brookfield Global Transition Fund respectivement jusqu'en décembre 2023 et avril 2024.

Au quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a prolongé l'échéance de sa facilité de crédit renouvelable de 250 millions $ associée à un portefeuille d'actifs d'énergie éolienne aux États-Unis jusqu'en 2023.

Au quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a prolongé jusqu'en 2047 l'échéance de sa facilité de 350 millions R$ associée à un portefeuille d'actifs d'énergie solaire au Brésil.

Renseignements supplémentaires

Le tableau suivant présente les variations des emprunts d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre :

			Sans effet de trésorerie				
(EN MILLIONS)	1er janvier	Flux de trésorerie liés aux activités de financement, montant net[1]	Acquisition	Cession	Transfert dans les passifs détenus en vue de la vente	Divers[2, 3]	31 décembre
2022							
Emprunts de la société mère	**2 149 $**	**545**	**—**	**—**	**—**	**(146)**	**2 548 $**
Emprunts sans recours	**19 380 $**	**3 254**	**443**	**—**	**(171)**	**(604)**	**22 302 $**
2021							
Emprunts de la société mère	2 135 $	(3)	—	—	—	17	**2 149 $**
Emprunts sans recours	15 947 $	3 177	869	(646)	—	33	**19 380 $**

1) Compte non tenu des flux de trésorerie nets provenant des activités de financement s'élevant à 233 millions $ (51 millions $ en 2021) se rapportant aux passifs liés aux financements donnant droit à des avantages fiscaux comptabilisés dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie.

2) Comprennent le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

[3] Comprennent des emprunts sans recours d'un montant de 129 millions $ (358 millions $ en 2021) pris en charge dans le cadre d'acquisitions d'actifs.

16. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	**14 755 $**	12 303 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**59**	59
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**2 892**	2 894
Actions échangeables de BEPC	**2 561**	2 562
Actions privilégiées	**571**	613
Billets subordonnés perpétuels	**592**	592
	21 430 $	19 023 $

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

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

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra-structure Fund	Brookfield Infra-structure Fund II	Brookfield Infra-structure Fund III	Brookfield Infra-structure Fund IV	Brookfield Global Infra-structure Income Fund	Brookfield Global Transition Fund	Portefeuille hydro-électrique au Canada	The Catalyst Group	Partenaires institution-nels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Participations ne donnant pas le contrôle dans TerraForm Power – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2019	922 $	1 851 $	3 619 $	163 $	— $	— $	618 $	89 $	2 375 $	13 $	1 208 $	228 $	11 086 $
Résultat net	(13)	(21)	(52)	15	—	—	35	16	130	—	(31)	101	180
Autres éléments du résultat global	100	196	413	—	—	—	11	27	325	2	2	36	1 112
Apports en capital	—	9	23	246	—	—	—	—	—	—	—	242	520
Remboursement de capital	—	(3)	(109)	—	—	—	(35)	—	—	—	—	—	(147)
Cessions	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(15)
Distributions[1]	(8)	(38)	(204)	(13)	—	—	(1)	(34)	(180)	—	(35)	(38)	(551)
Distribution spéciale /Acquisition de TerraForm Power	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 101)	—	(1 101)
Divers	1	—	(67)	(1)	—	—	(1)	(1)	1	(1)	(43)	128	16
Au 31 décembre 2020	1 002	1 994	3 623	410	—	—	627	97	2 651	14	—	682	11 100
Résultat net	5	43	(16)	38	—	—	4	16	113	1	—	5	209
Autres éléments du résultat global	(122)	445	196	150	—	—	163	28	(107)	—	—	86	839
Apports en capital	—	6	10	924	—	—	—	—	—	—	—	181	1 121
Cessions	(181)	(214)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(395)
Distributions[1]	(18)	(32)	(350)	(114)	—	—	(25)	(8)	(215)	(1)	—	(47)	(810)
Divers	(1)	11	155	2	—	—	205	(1)	—	(1)	—	(131)	239
Au 31 décembre 2021	685	2 253	3 618	1 410	—	—	974	132	2 442	13	—	776	12 303
Résultat net	19	(31)	144	16	(1)	(50)	20	11	179	1	—	26	334
Autres éléments du résultat global	(103)	449	212	425	35	9	187	(19)	67	1	—	(15)	1 248
Apports en capital	—	4	—	301	200	1 484	—	—	—	—	—	142	2 131
Cessions	(54)	—	(21)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(75)
Distributions[1]	(71)	(59)	(460)	(3)	(7)	(14)	(37)	(9)	(524)	(1)	—	(90)	(1 275)
Divers	1	1	(3)	(15)	254	32	4	—	(5)	—	—	(180)	89
Au 31 décembre 2022	477 $	2 617 $	3 490 $	2 134 $	481 $	1 461 $	1 148 $	115 $	2 159 $	14 $	— $	659 $	14 755 $
Participations détenues par des tiers	75 % – 78 %	43 % – 60 %	23 % – 71 %	75 %	1,5 % – 24 %	77 % – 80 %	50 %	25 %	53 %	0,3 %	— %	0,3 % – 71 %	

1) Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont élevées à 1 275 millions $ (810 millions $ en 2021 et 551 millions $ en 2020).

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux filiales en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle qui ont de l'importance pour Énergie Brookfield.

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructures Fund	Brookfield Infrastructures Fund II	Brookfield Infrastructures Fund III[1]	Brookfield Infrastructure Fund IV	Brookfield Global Infrastructure Income Fund	Brookfield Global Transition Fund	Portefeuille hydro-électrique au Canada	The Catalyst Group	Isagen[2]	TerraForm Power[2]	Divers	Total
Participations détenues par des tiers	75 % – 78 %	43 % – 60 %	69 % – 71 %	75 %	24 %	77 %– 80 %	50 %	25 %	77 %	42 %	0,3 % – 71 %	
Établissement	États-Unis, Brésil	États-Unis, Brésil, Europe	États-Unis, Brésil, Europe, Inde, Chine	États-Unis, Brésil, Inde, Chine	Canada	Amérique du Nord, Europe, Inde, Chine, Australie	Canada	États-Unis	Colombie	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Europe	États-Unis, Brésil, Canada, Colombie, Chine, Chili	
Exercice clos le 31 décembre 2020 :												
Produits	137 $	346 $	189 $	85 $	— $	— $	123 $	141 $	874 $	1 161 $	20 $	3 076 $
Résultat net	(15)	(34)	(2)	20	—	—	73	65	247	(360)	173	167
Total du résultat global	109	345	160	19	—	—	108	173	866	238	176	2 194
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	(13)	(21)	(4)	15	—	—	38	16	187	(158)	120	180
Exercice clos le 31 décembre 2021 :												
Produits	137 $	302 $	195 $	316 $	— $	— $	81 $	136 $	929 $	1 239 $	19 $	3 354 $
Résultat net	7	64	1	50	—	—	10	62	214	(245)	66	229
Total du résultat global	(161)	895	348	252	—	—	329	173	11	(243)	187	1 791
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	5	43	2	38	—	—	4	16	162	(109)	48	209
Au 31 décembre 2021 :												
Immobilisations corporelles à la juste valeur	1 053 $	5 578 $	2 861 $	4 440 $	— $	— $	2 417 $	1 129 $	8 497 $	10 867 $	321 $	37 163 $
Total de l'actif	1 087	5 673	3 510	5 460	—	—	2 741	1 140	9 498	11 939	374	41 422
Total des emprunts	179	1 331	1 048	2 768	—	—	516	507	2 224	6 902	93	15 568
Total du passif	205	1 552	1 180	3 356	—	—	576	511	4 896	8 916	151	21 343
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	685	2 253	1 658	1 410	—	—	1 029	132	3 493	1 344	299	12 303
Exercice clos le 31 décembre 2022 :												
Produits	120 $	324 $	213 $	451 $	94 $	54 $	116 $	131 $	1 135 $	1 324 $	76 $	4 038 $
Résultat net	25	(66)	44	14	4	(66)	40	44	340	94	41	514
Total du résultat global	(106)	732	183	586	96	(51)	403	(32)	467	301	36	2 615
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle	19	(31)	31	16	(1)	(50)	20	11	257	31	31	334
Au 31 décembre 2022 :												
Immobilisations corporelles à la juste valeur	131 $	6 223 $	2 873 $	6 060 $	874 $	1 565 $	2 686 $	1 031 $	8 264 $	10 012 $	1 062 $	40 781 $
Total de l'actif	852	6 368	3 529	6 911	1 324	5 298	2 984	1 053	9 178	11 192	1 463	50 152
Total des emprunts	14	1 332	1 051	3 120	37	497	466	476	2 356	6 371	614	16 334
Total du passif	240	1 618	1 172	4 173	386	3 502	520	491	5 112	8 275	792	26 281
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle	477 $	2 617 $	1 675 $	2 134 $	247 $	1 461 $	1 194 $	115 $	3 146 $	1 452 $	237 $	14 755 $

1) Compte non tenu de l'information liée à Isagen et à TerraForm Power, qui sont présentées distinctement.

2) Les participations détenues par un tiers dans Isagen totalisaient 77,4 % au 31 décembre 2022 et se répartissaient comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 23,0 %; Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 1,5 %; investisseurs institutionnels d'Isagen, 52,6 %; et autres participations ne donnant pas le contrôle, 0,3 %.

3) La participation détenue par des tiers dans TerraForm Power totalisait 42,3 % au 31 décembre 2022 et se répartissait comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 35,5 %, et Brookfield Global Infrastructure Income Fund, 6,8 %.

Participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield, participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield et actions échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation détenues par des actionnaires publics et Brookfield

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir les distributions régulières, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,20 $ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions trimestrielles des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles trimestriels de 0,2253 $ par part de société en commandite, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil.

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité sont détenues entièrement par Brookfield, tandis que les actions échangeables de BEPC sont détenues à 26,0 % par Brookfield et le reste par les actionnaires publics. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables de BEPC donnent au porteur le droit, à son gré, de racheter respectivement ces parts ou actions pour une contrepartie en trésorerie. Puisque ce droit de rachat est assujetti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield et qu'Énergie Brookfield peut, à son gré, régler la demande de rachat en contrepartie de parts de société en commandite qu'elle détient, à raison de une pour une, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables de BEPC sont classées à titre de capitaux propres selon IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*.

Les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité sont présentées à titre de participations ne donnant pas le contrôle puisqu'elles sont liées à une participation dans une filiale qui n'est pas attribuable, directement ou indirectement, à Énergie Brookfield. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 12 308 actions échangeables de BEPC (16 071 pour l'exercice clos le 31 décembre 2021) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur de moins de 1 million $ (1 million $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021). Aucune part de société en commandite rachetable/échangeable n'a été rachetée.

Les parts de société en commandite rachetables/échangeables émises par BRELP et les actions échangeables de BEPC émises par BEPC comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards des parts de société en commandite émises par Énergie Brookfield, sauf en ce qui concerne le droit de rachat décrit précédemment. Les parts de société en commandite rachetables/échangeables, les actions échangeables de BEPC et la participation de commandité, compte non tenu des distributions incitatives, donnent droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de société en commandite d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2022, 194 487 939 parts de société en commandite rachetables/échangeables (194 487 939 parts de société en commandite rachetables/échangeables au 31 décembre 2021), 172 218 098 actions échangeables de BEPC (172 203 342 actions échangeables de BEPC au 31 décembre 2021) et 3 977 260 parts de commandité (3 977 260 parts de commandité au 31 décembre 2021) étaient en circulation.

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. Aucune part de société en commandite ni action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021.

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**6 $**	5 $	5 $
Distributions incitatives	**94**	80	65
	100	85	70
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**250**	237	250
Actions échangeables de BEPC détenues par			
Brookfield	**58**	53	42
Porteurs d'actions externes	**162**	156	74
Total des actions échangeables de BEPC	**220**	209	116
	570 $	531 $	436 $

Le tableau suivant résume certaines informations financières relatives aux *participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield, aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield et aux actions échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation détenues par des actionnaires publics et Brookfield* :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Pour les exercices clos les 31 décembre :			
Produits	**4 711 $**	4 096 $	3 810 $
Résultat net	**138**	(66)	(45)
Résultat global	**2 628**	2 700	2 229
Résultat net attribuable aux éléments suivants[1] :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**92**	77	62
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**(117)**	(135)	(133)
Actions échangeables de BEPC	**(104)**	(119)	(49)
Aux 31 décembre :			
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**54 283 $**	49 432 $	
Total de l'actif	**64 111**	55 867	
Total des emprunts	**24 850**	21 529	
Total du passif	**37 825**	31 871	
Valeur comptable des éléments suivants[2] :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**59**	59	
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**2 892**	2 894	

1) Réparti en fonction de la moyenne pondérée de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC et des parts de société en commandite de respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 172,2 millions et 275,2 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 172,2 millions et 274,9 millions en 2021 et 4,0 millions, 194,5 millions, 139,9 millions $ et 271,1 millions en 2020).

2) Réparti en fonction de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables, des actions échangeables de BEPC et des parts de société en commandite en circulation de respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 172,2 millions et 275,4 millions (respectivement 4,0 millions, 194,5 millions, 172,2 millions et 275,1 millions en 2021).

Actions privilégiées

Aux 31 décembre, les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprenaient les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement cumulatif des dividendes (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2022	2021	**31 décembre 2022**	31 décembre 2021
Série 1 (136 $ CA)....	6,85	3,1	Avril 2025	**4 $**	4 $	**126 $**	135 $
Série 2 (113 $ CA)[1]...	3,11	6,3	Avril 2025	**3**	2	**57**	62
Série 3 (249 $ CA)....	9,96	4,4	Juillet 2024	**8**	9	**183**	197
Série 5 (103 $ CA)....	4,11	5,0	Avril 2018	**4**	4	**76**	81
Série 6 (175 $ CA)....	7,00	5,0	Juillet 2018	**7**	7	**129**	138
	31,03			**26 $**	26 $	**571 $**	613 $

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

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont élevées à 26 millions $ (26 millions $ en 2021 et 25 millions $ en 2020).

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2022, 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. Aucune action privilégiée de catégorie A n'a été rachetée au cours de 2022 ou de 2021 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Billets subordonnés perpétuels

En avril 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 de 260 millions $ à un taux fixe de respectivement 4,625 % et 4,875 %.

Les billets subordonnés perpétuels ne sont assortis d'aucune date d'échéance et sont remboursés en cas de défaut de paiement. Ils confèrent à Énergie Brookfield le droit, à son gré, de reporter les intérêts (en totalité ou en partie) jusqu'à la liquidation d'actifs en cas de défaut de paiement. 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, conformément à IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. La charge d'intérêts de 29 millions $ engagée sur les billets subordonnés perpétuels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 (12 millions $ en 2021 et néant en 2020) est présentée à titre de distributions dans l'état consolidé des variations des capitaux propres. La valeur comptable des billets subordonnés perpétuels, déduction faite des coûts de transaction, était de 592 millions $ au 31 décembre 2022 (592 millions $ en 2021).

Les distributions versées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont élevées à 27 millions $ (9 millions $ en 2021 et néant en 2020).

17. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield sont composés des parts privilégiées de catégorie A présentées comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement cumulatif des distributions (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Distributions déclarées pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable aux	
				2022	2021	**31 décembre 2022**	31 décembre 2021
Série 5 (72 $ CA)	—	5,59	Avril 2018	**— $**	3 $	**— $**	49 $
Série 7 (175 $ CA)	7,00	5,50	Janvier 2026	**7**	8	**128**	128
Série 9 (200 $ CA)	—	5,75	Juillet 2021	**—**	5	**—**	—
Série 11 (250 $ CA)	—	5,00	Avril 2022	**3**	10	**—**	187
Série 13 (250 $ CA)	10,00	5,00	Avril 2023	**10**	10	**196**	196
Série 15 (175 $ CA)	7,00	5,75	Avril 2024	**8**	8	**126**	126
Série 17 (200 $)	8,00	5,25	Mars 2025	**11**	11	**195**	195
Série 18 (150 $ CA)	6,00	5,50	Avril 2027	**5**	—	**115**	—
	38,00			**44 $**	55 $	**760 $**	881 $

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

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

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

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont élevées à 44 millions $ (55 millions $ en 2021 et 52 millions $ en 2020).

Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A – offre publique de rachat dans le cours normal des activités

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 en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part n'a été rachetée au cours des exercices 2022 ou 2021.

18. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 31 décembre 2022, un total de 275 358 750 parts de société en commandite étaient en circulation (275 084 265 parts de société en commandite en 2021), dont 68 749 416 parts de société en commandite étaient détenues par Brookfield (68 749 416 parts de société en commandite en 2021). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, un total de 262 177 parts de société en commandite (230 304 parts de société en commandite en 2021) ont été émises dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour une valeur totale de 9 millions $ (9 millions $ en 2021).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 12 308 actions échangeables de BEPC (16 071 actions en 2021) contre un nombre équivalent de parts de société en commandite d'une valeur de moins de 1 million $ (1 million $ en 2021).

Au 31 décembre 2022, la participation directe et indirecte de Brookfield Corporation, soit 308 051 190 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables de BEPC, représentait environ 48,0 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 52,0 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait au 31 décembre 2022 une participation directe de société en commandite de 25 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 41 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables, une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP et une participation directe de 26 % dans les actions échangeables de BEPC.

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. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 13 764 352 parts de société en commandite, soit 5 % de ses parts de société en commandite 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. Aucune part de société en commandite n'a été rachetée au cours des exercices clos les 31 décembre 2022 et 2021.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Brookfield	**88 $**	84 $
Porteurs de parts de société en commandite externes	**267**	251
	355 $	335 $

En février 2023, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,35 $ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 0,07 $ par part de société en commandite, qui prendra effet pour la distribution à verser en mars 2023.

Les distributions versées pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont élevées à 345 millions $ (325 millions $ en 2021 et 349 millions $ en 2020).

19. GOODWILL

Le tableau suivant présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2020		970 $
Acquis dans le cadre d'une acquisition	3	117
Écart de conversion		(121)
Solde au 31 décembre 2021		966
Acquis dans le cadre d'une acquisition	3	691
Écart de conversion et autres		(131)
Solde au 31 décembre 2022		1 526 $

Le goodwill est affecté aux UGT ou groupes d'UGT suivants :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Modèle de la valeur d'utilité		
Hydroélectricité en Colombie[1]	**559 $**	676 $
Production décentralisée aux États-Unis[2]	**424**	117
Énergie solaire destinée aux réseaux publics aux États-Unis	**287**	—
Plateforme de projets en développement d'énergie solaire destinée aux réseaux publics en Europe	**66**	—
Production décentralisée au Chili	**17**	—
Énergie éolienne aux États-Unis	**9**	—
	1 362	793
Juste valeur diminuée des coûts de la cession		
Énergie solaire destinée aux réseaux publics en Europe	**100**	106
Énergie éolienne en Europe	**46**	49
Énergie éolienne en Amérique du Sud	**18**	18
	164	173
	1 526 $	966 $

1) Le goodwill associé au secteur hydroélectricité en Colombie découlait de la comptabilisation du passif d'impôt différé dans la répartition du prix d'acquisition de regroupements d'entreprises. Le passif d'impôt différé est évalué, conformément à IAS 12, selon la répartition du prix d'acquisition plutôt qu'à la juste valeur. Par conséquent, le goodwill comptabilisé ne représente pas le goodwill « principal », mais plutôt le goodwill découlant de concepts comptables, ou goodwill « secondaire ». Afin d'éviter une dépréciation immédiate de ce goodwill secondaire.

2) Comprend un goodwill de 115 millions $ (117 millions $ en 2021) lié à une société détenant des actifs en exploitation d'une puissance de 360 MW et des actifs en développement d'une puissance de 700 MW acquise en 2021 et un montant de 309 million $ (néant en 2021) lié à l'acquisition d'un exploitant de premier plan d'actifs de production décentralisée détenant des actifs en exploitation et en construction visés par contrat représentant une puissance d'environ 500 MW et d'un portefeuille de projets en développement d'une puissance de 1,8 GW aux États-Unis.

Au 31 décembre 2022, Énergie Brookfield a effectué un test de dépréciation au niveau où le goodwill fait l'objet d'un suivi par la direction. Énergie Brookfield n'a décelé aucune dépréciation du goodwill. Dans le cadre de ce test de dépréciation, la direction a retranché de la valeur comptable des actifs touchés le goodwill secondaire qui continuait d'être justifié par l'existence du passif d'impôt différé initial qui avait donné lieu au goodwill.

Pour ce qui est du solde du goodwill, les principales données utilisées pour déterminer la juste valeur de chaque UGT selon le modèle de la valeur d'utilité sont des taux d'actualisation variant de 9 % à 15 %, le taux de capitalisation finale de 3x à 5x, les flux de trésorerie distincts des 4 à 5 dernières années et les hypothèses sur le niveau d'endettement futur des plateformes.

20. GESTION DU CAPITAL

Les principaux objectifs d'Énergie Brookfield par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital d'Énergie Brookfield est surveillé au moyen du ratio d'endettement du siège social et du ratio d'endettement consolidé. Au 31 décembre 2022, ces ratios étaient de respectivement 11 % et 39 % (respectivement 8 % et 33 % en 2021).

Énergie Brookfield a consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de ses prêteurs en ce qui a trait aux emprunts de la société en commandite et à ses facilités de crédit. Aux termes des clauses restrictives, Énergie Brookfield doit respecter des ratios d'endettement minimaux. Les filiales d'Énergie Brookfield ont consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de leurs prêteurs en ce qui a trait à leurs emprunts sans recours. Ces clauses restrictives varient d'une convention de crédit à l'autre et comprennent des ratios de couverture du service de la dette. Certains prêteurs ont également imposé des exigences qui obligent Énergie Brookfield et ses filiales à maintenir des comptes de réserve relativement à la dette et aux dépenses d'investissement. Dans l'éventualité où les filiales ne respecteraient pas les clauses restrictives, les conséquences pourraient notamment se traduire par une

limitation des distributions versées par les filiales à Énergie Brookfield ainsi que le remboursement de l'encours de la dette. Énergie Brookfield est tributaire des distributions versées par ses filiales pour assurer le service de sa dette.

La stratégie d'Énergie Brookfield en 2022, qui était la même au cours de l'exercice 2021, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

	Siège social		Données consolidées	
(EN MILLIONS)	**2022**	2021	**2022**	2021
Papier commercial[1]	**249 $**	— $	**249 $**	— $
Dette				
Billets à moyen terme[2]	**2 307**	2 156	**2 307**	2 156
Emprunts sans recours[3]	**—**	—	**22 321**	19 352
	2 307	2 156	**24 628**	21 508
Passifs d'impôt différé, montant net[4]	**—**	—	**6 331**	6 018
Capitaux propres				
Participations ne donnant pas le contrôle	**—**	—	**14 755**	12 303
Actions privilégiées	**571**	613	**571**	613
Billets subordonnés perpétuels	**592**	592	**592**	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées[5]	**760**	881	**760**	881
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	**9 608**	9 607	**9 608**	9 607
Capitalisation totale	**13 838 $**	13 849 $	**57 245 $**	51 522 $
Ratio d'endettement	**17 %**	16 %	**43 %**	42 %
Ratio d'endettement (valeur de marché)[6]	**11 %**	8 %	**39 %**	33 %

1) Les ratios d'endettement ne tiennent pas compte des emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère et des émissions de papier commercial, car ils ne sont pas des sources de 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 8 millions $ (7 millions $ en 2021), déduction faite des primes non amorties.
3) Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 1 838 millions $ (30 millions $ en 2021) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais contractée auprès d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 124 millions $ (132 millions $ en 2021) et des primes non amorties de 105 millions $ (160 millions $ en 2021).
4) Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.
5) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, Énergie Brookfield a racheté des parts privilégiées, série 5, d'un montant de 72 millions $ CA.
6) Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, des billets subordonnés perpétuels, des capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et des capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.

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

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

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Solde au début de l'exercice	**1 107 $**	971 $	937 $
Participation	**373**	57	42
Remboursement de capital	**(3)**	(8)	(19)
Quote-part du résultat net	**96**	22	27
Quote-part des autres éléments du résultat global	**(65)**	148	29
Dividendes reçus	**(89)**	(78)	(56)
Écart de conversion et autres	**(27)**	(5)	11
Solde à la fin de l'exercice	**1 392 $**	1 107 $	971 $

22. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Trésorerie	**728 $**	759 $
Trésorerie soumise à des restrictions[1]	**268**	136
Dépôts à court terme	**2**	5
	998 $	900 $

1) Se reporter à la note 1 t), « Normes comptables récemment adoptées », pour plus de détails.

23. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2022	2021
Activités		**93 $**	106 $
Obligations liées au crédit		**56**	64
Dépenses d'investissement et projets de développement		**42**	6
Total[1]		**191**	176
Moins : tranche non courante	25	**(52)**	(23)
Tranche courante		**139 $**	153 $

1) Se reporter à la note 1 t), « Normes comptables récemment adoptées », pour plus de détails.

24. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Créances clients	**672 $**	629 $
Dépôts affectés en garantie[1]	**609**	434
Dépôts à court terme et avances	**113**	27
Stocks	**42**	31
Charges payées d'avance et créances diverses	**86**	354
Impôts à recevoir	**74**	39
Taxes de vente à recouvrer	**73**	36
Tranche courante de l'actif sur contrat	**54**	57
Autres créances à court terme	**137**	76
	1 860 $	1 683 $

1) Les dépôts affectés en garantie sont associés à des contrats d'énergie dérivés qu'Énergie Brookfield conclut en vue de réduire son exposition aux prix de l'électricité sur les marchés de gros au moment de la vente future de sa production non visée par contrat, conformément à la stratégie de gestion des risques d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2022, 89 % des créances clients n'étaient pas en souffrance (82 % en 2021). Énergie Brookfield ne s'attend pas à ce que la recouvrabilité de ces montants soit un enjeu. Par conséquent, aux 31 décembre 2022 et 2021, il a été décidé qu'il n'était pas nécessaire de constituer une provision pour créances douteuses relative aux créances clients. Les créances clients sont généralement exigibles dans les 30 jours, et des limites de crédit faisant l'objet d'un suivi serré sont attribuées à toutes les contreparties. Pour déterminer la recouvrabilité des créances clients, la direction effectue une analyse de risque en tenant compte du type et de l'âge des débiteurs impayés et de la solvabilité des contreparties. La direction examine aussi régulièrement le solde des créances clients.

25. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les autres actifs non courants d'Énergie Brookfield se présentaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	**2022**	2021
Actif sur contrat		**341 $**	388 $
Créances à long terme		**235**	216
Montants à recevoir de parties liées	30	**128**	142
Liquidités soumises à restrictions[1]	23	**52**	23
Divers		**86**	27
		842 $	796 $

1) Se reporter à la note 1 t), « Normes comptables récemment adoptées », pour plus de détails.

Aux 31 décembre 2022 et 2021, les liquidités soumises à restrictions étaient détenues principalement pour satisfaire aux exigences en matière de réserves liées à l'exploitation et à l'entretien, aux paiements de loyers et aux accords de crédit.

Les actifs sur contrat découlent des modifications qui ont été apportées aux conventions d'achat d'électricité à long terme intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield portant sur les actifs de production en Ontario détenus par Great Lakes Power Limited et Fiducie Mississagi Power. L'incidence nette de ces modifications a été contrebalancée par l'apport de modifications à la convention d'achat d'électricité à long terme qu'Énergie Brookfield a conclue avec Brookfield portant sur plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis; toutefois, les modifications ont donné lieu à un échéancier différent pour les flux de trésorerie. Par conséquent, les modifications ont été comptabilisées en fonction de leur substance, entraînant la comptabilisation de soldes d'actifs et de passifs sur contrat ainsi que de coûts de financement nets sur la durée résiduelle des conventions. Aucune provision importante n'est prévue pour les pertes de crédit attendues découlant des actifs sur contrat. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

26. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Créditeurs liés aux activités d'exploitation	**440 $**	312 $
Dettes fournisseurs	**276**	208
Intérêts à payer sur les emprunts	**153**	116
Impôts à payer	**78**	5
Distributions à verser aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à verser sur les parts de société en commandite privilégiées, dividendes à payer sur les actions privilégiées, distributions à verser sur les billets subordonnés perpétuels et dividendes à payer sur les actions échangeables[1]	**53**	54
Tranche à court terme des obligations locatives	**33**	30
Divers	**53**	54
	1 086 $	779 $

1) Ne comprend que les montants à payer aux porteurs de parts de société en commandite externes et aux porteurs d'actions échangeables de BEPC. Les montants à payer à Brookfield sont compris dans les montants à payer à des parties liées.

27. PROVISIONS

Le tableau ci-dessous présente la variation des passifs relatifs au démantèlement d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Solde au début de l'exercice	**668 $**	645 $
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	**54**	99
Cession	**(1)**	(12)
Désactualisation	**15**	13
Modification d'estimations	**(245)**	(69)
Écart de conversion	**(12)**	(8)
Solde à la fin de l'exercice	**479 $**	668 $

Énergie Brookfield a comptabilisé des obligations de démantèlement associées à certains actifs de production d'électricité. Une obligation de démantèlement a été établie pour des centrales hydroélectriques, éoliennes et solaires, dont la remise en état devrait se faire en grande partie entre 2031 et 2055. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers.

Pour de plus amples renseignements sur les autres provisions pour litiges, se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties ».

28. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2022	2021
Passifs sur contrat	**662 $**	635 $
Obligations locatives	**526**	434
Passifs réglementaires[1]	**149**	130
Obligations au titre des prestations de retraite	**51**	77
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions	**10**	10
Montants à payer à des parties liées	**1**	34
Divers	**132**	120
	1 531 $	1 440 $

1) Les passifs réglementaires sont associés aux mécanismes de réglementation des tarifs de certains actifs d'Énergie Brookfield en Espagne.

Les passifs sur contrat découlent de la modification qui a été apportée à la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield et plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis. Se reporter à la note 25, « Autres actifs non courants », pour de plus amples renseignements sur les soldes des contrats d'Énergie Brookfield. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

29. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Dans le cours de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales sont parties à des ententes relatives à l'utilisation d'eau, de terrains et de barrages. Les paiements prévus en vertu de ces ententes varient selon le volume d'électricité produite. Les diverses ententes peuvent être renouvelées et se prolonger jusqu'en 2089.

Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield prendra des engagements au titre des dépenses d'investissement qui concernent principalement des coûts engagés dans le cadre de projets d'initiatives de croissance divers. Au 31 décembre 2022, Énergie Brookfield avait pris des engagements au titre des dépenses d'investissement en cours totalisant 1 126 millions $ (699 millions $ en 2021). De ce montant, une tranche de 1 059 millions $ (669 millions $ en 2021) est exigible dans moins d'un an, une tranche de 63 millions $ (30 millions $ en 2021), dans deux à cinq ans, et la tranche restante de 4 millions $ (néant en 2021), par la suite.

Le tableau suivant présente la liste des actifs et des portefeuilles d'actifs qu'Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a convenu d'acquérir sous réserve des conditions de clôture habituelles, au 31 décembre 2022 :

Région	Technologie	Puissance	Contrepartie	Participation financière d'Énergie Brookfield	Clôture prévue
Chine	Énergie éolienne	Développement de 102 MW	255 millions CNY (38 millions $)	20 %	T1 2023
Brésil	Énergie éolienne	Exploitation de 137 MW	529 millions R$ (98 millions $)	25 %	T1 2023
États-Unis	Services d'énergie nucléaire	s. o.	4,5 milliards $	Jusqu'à 17 %	T2 2023
États-Unis	Énergie solaire destinée aux réseaux publics	Exploitation de 473 MW	135 millions $	20 %	Premier de trois projets au T4 2023
Chine	Énergie éolienne	Développement de 350 MW	853 millions CNY (125 millions $)	20 %	Premier de deux projets au T4 2023

Une partie intégrante de la stratégie d'Énergie Brookfield consiste à participer avec des partenaires institutionnels à des fonds de capital-investissement privés soutenus par Brookfield qui ciblent des acquisitions correspondant au profil d'Énergie Brookfield. Dans le cours normal de ses activités, Énergie Brookfield s'est engagée auprès de fonds de capital-investissement privés soutenus par Brookfield à participer à ces acquisitions cibles dans l'avenir, lorsque celles-ci auront été identifiées, le cas échéant. De temps à autre, afin de permettre que les activités d'investissement soient réalisées rapidement et de façon efficace, Énergie Brookfield financera des dépôts ou engagera d'autres coûts et charges (y compris en recourant à des facilités de crédit afin d'utiliser, de soutenir, de garantir ou d'émettre des lettres de crédit) à l'égard d'un investissement qui sera par la suite partagé entre des véhicules, des consortiums ou des sociétés de personnes soutenus par Brookfield (y compris des fonds privés, des coentreprises et des arrangements semblables), Énergie Brookfield et des co-investisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Éventualités

Énergie Brookfield et ses filiales font l'objet d'actions en justice, d'arbitrages et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la direction est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée d'Énergie Brookfield ou sur ses résultats d'exploitation consolidés.

Énergie Brookfield, au nom des filiales d'Énergie Brookfield, et les filiales elles-mêmes ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. L'activité relative aux lettres de crédit émises par Énergie Brookfield est décrite à la note 15, « Emprunts ».

Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, a fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves de fonds propres, et à l'achèvement des travaux de construction et au rendement dans la mesure où elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III, Brookfield Infrastructure Fund IV et Brookfield Global Transition Fund. Les filiales d'Énergie Brookfield ont également fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves de fonds propres, et à l'achèvement des travaux de construction et au rendement.

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

(EN MILLIONS)	**2022**	2021
Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels	**99 $**	98 $
Filiales d'Énergie Brookfield	**1 510**	950
	1 609 $	1 048 $

Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales signent des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment de cessions d'entreprises, de projets d'investissement, d'acquisitions d'entreprises, ainsi que de vente et d'achat d'actifs et de services. Énergie Brookfield a également convenu d'indemniser ses administrateurs et certains de ses dirigeants et employés. La nature de la quasi-totalité des promesses d'indemnisation empêche Énergie Brookfield de faire une estimation raisonnable du montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal, et les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Énergie Brookfield et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

30. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

Principales conventions

Conventions de société en commandite

Les conventions de société en commandite modifiées et mises à jour d'Énergie Brookfield et de BRELP décrivent toutes deux les principales modalités des sociétés en commandite, y compris les clauses sur la gestion, les protections des commanditaires, les apports en capital, les distributions et la répartition du résultat net. Le commandité de BRELP a le droit de recevoir des distributions incitatives de BRELP attribuables à sa participation de commandité dans BRELP. Les distributions incitatives seront calculées par tranches en fonction du montant par lequel les distributions trimestrielles faites sur les parts de société en commandite de BRELP dépassent les niveaux cibles tels qu'ils ont été établis dans la convention de société en commandite modifiée et reformulée.

Convention-cadre de services

Énergie Brookfield a conclu une convention avec Brookfield Corporation en vertu de laquelle Brookfield Corporation a accepté d'assurer la surveillance générale de l'entreprise et d'offrir les services de hauts dirigeants à Énergie Brookfield moyennant des honoraires de gestion. Ceux-ci sont versés tous les trimestres et comprennent une composante trimestrielle fixe de 5 millions $ et une composante variable calculée en pourcentage de l'augmentation de la valeur de la capitalisation totale d'Énergie Brookfield par rapport à une valeur de référence initiale (sous réserve d'une indexation annuelle en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1er janvier 2013). Au 31 décembre 2022, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 21 milliards $, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards $ et compte tenu du montant annuel de 24 millions $ (ajusté pour tenir compte de l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 243 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 (288 millions $ en 2021 et 212 millions $ en 2020).

Convention relative aux relations

Depuis sa création, Énergie Brookfield a une convention relative aux relations qu'elle a conclue avec Brookfield en vertu de laquelle Brookfield a convenu, sous réserve de certaines exceptions, qu'Énergie Brookfield servira de principal véhicule par l'intermédiaire duquel Brookfield acquerra, directement ou indirectement, des actifs d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale.

Convention-cadre de services de TERP et Brookfield

TerraForm Power était partie à une entente de gestion (la « convention-cadre de services de TERP et Brookfield ») avec Brookfield ainsi que certaines de ses sociétés affiliées, datée du 16 octobre 2017. En vertu de la convention-cadre de services de TERP et Brookfield, TerraForm Power assumait les coûts de services de gestion trimestriels qui étaient calculés comme suit, conformément à la convention-cadre de services de TERP et Brookfield :

- Pour chacun des quatre premiers trimestres après le 16 octobre 2017, une composante fixe de 2,5 millions $ par trimestre (sous réserve d'un ajustement proportionnel pour le trimestre qui comprend le 16 octobre 2017) plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.
- Pour chacun des quatre trimestres suivants, une composante fixe de 3,0 millions $ par trimestre rajustée annuellement en fonction de l'inflation plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.
- Par la suite, une composante fixe de 3,75 millions $ par trimestre rajustée annuellement en fonction de l'inflation plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.

Aux fins du calcul du paiement des coûts de services de gestion, l'expression « augmentation de la valeur de la capitalisation boursière » désignait, pour tout trimestre, l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière de TerraForm Power pour ce trimestre, calculée en multipliant le nombre d'actions ordinaires en circulation de TerraForm Power au dernier jour de Bourse du trimestre par la différence entre (x) le cours moyen pondéré selon le volume d'une action ordinaire pendant les jours de Bourse dudit trimestre et (y) 9,52 $. Si la différence entre (x) et (y) dans le calcul de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour un trimestre est un nombre négatif, alors l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière est réputée être nulle. Les coûts de services de gestion de TerraForm Power pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 se sont chiffrés à néant (néant en 2021 et 23 millions $ en 2020) et sont compris dans les comptes de résultat d'Énergie Brookfield en fonction de ses données historiques.

La convention-cadre de services de TERP et Brookfield a été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

Convention de vote de BRELP

En 2011, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, aux termes de laquelle Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de BRPL, détient un certain nombre de droits de vote, notamment le droit de donner des directives contraignantes à l'égard de l'ensemble des votes pouvant être exercés dans le cadre de l'élection des administrateurs du commandité de BRELP.

Convention de gouvernance

TerraForm Power était partie à une convention de gouvernance datée du 16 octobre 2017, désignée comme la convention de gouvernance, avec Orion Holdings 1 L.P. (« Orion Holdings »), filiale contrôlée par Brookfield Corporation, et toutes les sociétés affiliées contrôlées de Brookfield Corporation (autres que TerraForm Power et ses sociétés affiliées contrôlées), lesquelles, en vertu de la convention de gouvernance, deviennent occasionnellement parties à ladite convention, désignées collectivement comme les commanditaires.

La convention de gouvernance établissait certains droits et certaines obligations de TerraForm Power et des sociétés affiliées contrôlées de Brookfield Corporation qui détenaient des titres avec droits de vote de TerraForm Power à l'égard de la gouvernance de TerraForm Power et des relations entre les sociétés affiliées de Brookfield Corporation, TerraForm Power et ses sociétés affiliées contrôlées.

Le 11 juin 2018, Orion Holdings, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. (« NA HoldCo ») et TerraForm Power ont signé une convention connexe en vertu de laquelle NA HoldCo est devenue partie à la convention de gouvernance. Le 29 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo, BBHC Orion Holdco L.P. (« BBHC Orion »), filiale contrôlée par Brookfield Corporation, et TerraForm Power ont signé une deuxième convention connexe selon laquelle BBHC Orion est devenue partie à la convention de gouvernance.

La convention de gouvernance a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

Conventions de services d'électricité

Conventions d'agence d'électricité

Certaines filiales d'Énergie Brookfield ont conclu des conventions d'agence d'électricité, nommant Brookfield en tant que mandataire exclusif à l'égard de la vente d'électricité, y compris de la prestation de services de transport et d'autres services supplémentaires. De plus, Brookfield se chargeait de l'ordonnancement et de la répartition, et voyait au transport de l'électricité produite et de l'électricité fournie à des tiers conformément aux pratiques prudentes de l'industrie. En vertu de chaque convention, Brookfield avait droit au remboursement de tous les frais tiers engagés et, dans certains cas, recevait une rémunération supplémentaire en échange de la prestation de ses services de vente d'électricité et des autres services.

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, toutes les conventions d'agence d'électricité ont été transférées de Brookfield à Énergie Brookfield.

Conventions relatives aux produits

Modifications apportées aux contrats

Au cours du premier trimestre de 2021, des modifications ont été apportées à deux conventions d'achat d'électricité à long terme visant la vente de l'énergie produite par des centrales hydroélectriques détenues par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP »), et les conventions d'achat d'électricité conclues par Brookfield avec des tierces parties portant sur la vente de l'énergie produite par GLPL et FMP ont été réaffectées.

Par le passé, selon les conventions d'achat d'électricité, Brookfield devait acheter l'énergie produite par GLPL et FMP à un prix moyen de respectivement 100 $ CA le MWh et 127 $ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. La date d'échéance initiale des conventions de GLPL et FMP conclues avec Brookfield était fixée au 1er décembre 2029, mais Énergie Brookfield aura l'option de prolonger l'engagement de Brookfield à offrir un prix fixe de 60 $ CA le MWh à GLPL jusqu'en 2044. Aucune modification n'a été apportée aux modalités des conventions d'achat d'électricité conclues par Brookfield avec des tierces parties par suite de la réaffectation à GLPL et FMP.

La convention qui accorde à Énergie Brookfield l'option de prolonger l'engagement de Brookfield à offrir un prix fixe de 60 $ CA le MWh à GLPL du 1er décembre 2029 jusqu'en 2044 n'a été ni modifiée ni résiliée.

Convention relative aux produits tirés de l'électricité

En 2018, la convention relative aux produits tirés de l'électricité entre Brookfield et plusieurs sociétés détenues par Énergie Brookfield a été modifiée en bonne et due forme.

Brookfield maintiendra à 75 $ le MWh le prix qu'Énergie Brookfield reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales aux États-Unis. Le 1er janvier de chaque année jusqu'en 2021, le prix est accru d'un montant équivalant à 40 % de l'augmentation de l'IPC de l'année civile précédente, jusqu'à concurrence d'une hausse de 3 % dans une année civile. Le prix garanti sera réduit de 3 $ par MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,03 $ par MWh en 2026. La convention relative aux produits tirés de l'électricité prendra fin en 2046 et confère à Brookfield le droit de mettre fin à la convention en 2036.

Autres conventions relatives aux produits

Aux termes d'une convention de garantie, Brookfield achetait toute l'énergie produite par les deux centrales d'Hydro Pontiac Inc. au prix de 68 $ CA le MWh. Ce tarif était soumis depuis 2010 à un ajustement annuel égal à 40 % de l'augmentation de l'IPC de l'année civile précédente. Cette convention de garantie devait entrer en vigueur en 2019 pour une des centrales et en 2020 pour l'autre, soit à l'expiration de leurs conventions d'achat d'électricité actuelles conclues avec des tiers. L'échéance initiale de la convention avec Brookfield était fixée à 2029 et la convention était automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans sous réserve de certaines clauses de résiliation. Une fois l'internalisation de la commercialisation de l'énergie achevée, la convention de garantie conclue avec Hydro Pontiac Inc. a été transférée à Énergie Brookfield.

Conventions de vote

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Brookfield, à titre de membre directeur des entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund (les « entités liées à BAIF ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des partenaires institutionnels, a convenu d'attribuer à Énergie Brookfield leurs droits de vote à l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BAIF. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BAIF aux États-Unis et au Brésil sont de respectivement 22 % et 25 %.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des partenaires institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF II. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Sauf ce qui est énoncé ci-après relativement à TerraForm Power et à Isagen, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund III (les « entités liées à BIF III ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des partenaires institutionnels, en vertu de laquelle Brookfield a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF III. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF III étaient de l'ordre de 24 % à 31 %.

Énergie Brookfield détient sa participation dans ses activités en Colombie dans le cadre d'un consortium. Le consortium, quant à lui, détient sa participation dans Isagen par l'entremise d'une entité (« Hydro Holdings »), laquelle a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Isagen. Le commandité d'Hydro Holdings est une filiale contrôlée par Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Hydro Holdings dans la mesure où Brookfield Corporation et ses filiales (notamment Énergie Brookfield) sont collectivement : i) la plus importante détentrice de participations de société en commandite dans Hydro Holdings et ii) la détentrice de plus de 30 % des participations de société en commandite dans Hydro Holdings. Énergie Brookfield et satisfait à ce jour au critère de propriété et a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration.

Simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec une société affiliée contrôlée par Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à Énergie Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund IV (les « entités liées à BIF IV ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des partenaires institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF IV. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF IV est de 25 %.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield aux termes desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs d'entités liées au Brookfield Global Transition Fund (les « entités liées au BGTF »), ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées au BGTF, conférant à Énergie Brookfield le contrôle sur les entités qui détiennent certaines participations de production d'énergie renouvelable et de solutions durables ou le droit d'exercer une influence notable sur celles-ci. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées au BGTF sont de 20 %.

Au cours du troisième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a conclu une nouvelle convention de vote avec Brookfield visant à obtenir le contrôle de BGTF Finco LLC, l'emprunteur principal aux termes de la facilité de crédit-relais du Brookfield Global Transition Fund. La convention de vote confère à Énergie Brookfield le contrôle de cette entité, et celle-ci en inclut donc les comptes dans son périmètre de consolidation, ce qui a donné lieu à une augmentation de l'actif total de 177 millions $, une augmentation du passif total de 199 millions $ et une diminution des capitaux propres de 22 millions $. La transaction a été comptabilisée comme une acquisition d'actifs.

Autres conventions

Convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu la ligne de crédit du commanditaire avec Brookfield Corporation et une de ses sociétés affiliées (les « prêteurs »). La ligne de crédit du commanditaire constitue une facilité de crédit renouvelable garantie de 500 millions $ aux termes de laquelle les prêteurs s'engagent à octroyer des prêts au TIOL à Énergie Brookfield au cours d'une période ne devant pas dépasser trois ans à compter de la date de prise d'effet de la ligne de crédit du commanditaire (sous réserve du devancement de la période advenant certains événements précis). TerraForm Power peut seulement employer la ligne de crédit du commanditaire pour financer une partie ou la totalité de certaines acquisitions financées ou de dépenses d'investissement liées à la croissance. La ligne de crédit du commanditaire sera en vigueur jusqu'au 16 octobre 2022 inclusivement et toutes les obligations y afférentes devront être acquittées d'ici la même date. Les emprunts contractés aux termes de la ligne de crédit du commanditaire portent intérêt à un taux annuel correspondant au TIOL déterminé en fonction du coût de financement des dépôts en dollars américains pour la période d'intérêt applicable à l'emprunt, ajusté en fonction de certains coûts additionnels, dans chaque cas majoré de 3 % par année. Outre les intérêts à payer sur l'encours du capital aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, Énergie Brookfield est tenue de payer une commission de non-utilisation de 0,5 % par année à l'égard des montants inutilisés aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, payable trimestriellement à terme échu.

TerraForm Power est autorisée à réduire volontairement les montants inutilisés et à rembourser à tout moment, sans prime ni pénalité, les emprunts en cours aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, à l'exception des coûts de rupture habituels. Dans certains cas, TerraForm Power pourrait être tenue d'effectuer le remboursement anticipé du solde des emprunts aux termes de la ligne de crédit du commanditaire.

La convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire a été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

Convention relative aux relations de TERP

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu avec Brookfield Corporation une convention relative aux relations, désignée comme la « convention relative aux relations de TERP », qui régissait certains aspects de la relation entre Brookfield Corporation et TerraForm Power. Aux termes de la convention relative aux relations de TERP, Brookfield Corporation convenait que TerraForm Power lui servira, ainsi qu'à ses sociétés affiliées, de principal véhicule pour la détention d'actifs d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et de production décentralisée en exploitation en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, et qu'elle accordera à TerraForm Power, sous réserve de certaines conditions, le droit de première offre à l'égard de certains des actifs d'énergie éolienne, d'énergie solaire destinée aux réseaux publics et de production décentralisée situés dans ces régions et développés par des personnes qu'elle commandite ou qui sont sous son contrôle. Les droits de TerraForm Power en vertu de la convention relative aux relations de TERP sont assujettis à certaines exceptions et à certains droits de consentement définis dans cette dernière.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019, TerraForm Power n'a acquis aucune installation d'énergie renouvelable auprès de Brookfield Corporation dans le cadre de la convention relative aux relations de TERP.

La convention relative aux relations de TERP a été résiliée au moment de la conclusion de l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

Convention de droits d'inscription de TERP

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu une convention relative aux droits d'inscription, désignée comme la « convention relative aux droits d'inscription de TERP », avec Orion Holdings. La convention relative aux droits d'inscription de TERP régissait les droits et obligations de TerraForm Power, d'une part, et de Brookfield Corporation et ses sociétés affiliées, d'autre part, à l'égard de l'inscription pour la revente d'une tranche ou de la totalité des actions ordinaires de TERP détenues par Brookfield Corporation ou une de ses sociétés affiliées qui sont parties à la convention relative aux droits d'inscription de TERP.

Le 11 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo et TerraForm Power ont signé une convention connexe en vertu de laquelle NA HoldCo est devenue partie à la convention relative aux droits d'inscription de TERP. Le 29 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo, BBHC Orion et TerraForm Power ont signé une deuxième convention connexe en vertu de laquelle BBHC Orion est devenue partie à la convention relative aux droits d'inscription de TERP.

La convention relative aux droits d'inscription de TERP a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power par Énergie Brookfield le 31 juillet 2020.

Nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power et BRE Delaware, Inc. ont conclu une convention de société à responsabilité limitée modifiée et reformulée visant TerraForm Power, LLC, désignée comme la « nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra ». Cette nouvelle convention rajuste notamment les seuils applicables aux droits aux distributions incitatives de TerraForm Power, LLC, établissant un premier seuil de distribution par action ordinaire de TERP de 0,93 $ et un deuxième de 1,05 $. Aux termes de la nouvelle convention , les montants à distribuer provenant de TerraForm Power, LLC devaient faire l'objet d'une distribution trimestrielle, comme suit :

- premièrement, à TerraForm Power, selon un montant représentant ses dépenses et autres charges engagées pour le trimestre concerné;
- deuxièmement, aux porteurs de parts de catégorie A de TerraForm Power, LLC, lesquelles sont désignées comme les parts de catégorie A, jusqu'à ce qu'un montant ait été distribué aux porteurs de ces parts qui, en tenant compte de tous les impôts à payer par TerraForm Power à l'égard du bénéfice imposable attribuable à une telle distribution, donnerait lieu à une distribution de 0,93 $ par action aux porteurs d'actions ordinaires de TERP (sous réserve d'un ajustement pour les distributions, combinaisons ou fractionnements d'actions ordinaires de TERP) si pareil montant était versé à tous les porteurs d'actions ordinaires de TERP;
- troisièmement, 15 % aux détenteurs des droits aux distributions incitatives au pro rata et 85 % aux porteurs de parts de catégorie A jusqu'à ce qu'un montant supplémentaire ait été distribué à ces derniers au cours du trimestre qui, en tenant compte de tous les impôts à payer par TerraForm Power à l'égard du bénéfice imposable attribuable à une telle distribution, donnerait lieu à une distribution supplémentaire de 0,12 $ par action aux porteurs d'actions ordinaires de TERP (sous réserve d'un ajustement pour les distributions, combinaisons ou fractionnements d'actions ordinaires de TERP) si pareil montant était versé à tous les porteurs d'actions ordinaires de TERP;
- par la suite, 75 % aux porteurs d'unités de catégorie A au prorata et 25 % aux détenteurs des droits aux distributions incitatives au prorata.

TerraForm Power n'a effectué aucun paiement lié aux droits aux distributions incitatives au cours des exercices clos les 31 décembre 2022, 2021 et 2020.

La nouvelle convention de société à responsabilité limitée de TerraForm Power, LLC a été modifiée au moment de l'acquisition de TERP par Énergie Brookfield le 30 juillet 2020 afin de supprimer les obligations de TerraForm Power, LLC à effectuer des paiements liés aux droits aux distributions incitatives.

Facilités de crédit et fonds en dépôt

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 TIOL, majoré d'une marge. Au 31 décembre 2022, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée fournie 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 31 décembre 2022, aucuns fonds n'avaient été déposés auprès d'Énergie Brookfield (néant en 2021). La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 s'est établie à néant (2 millions $ en 2021).

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 Debt Fund et au Brookfield Global Transition Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a accès à du financement au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

Autres conventions

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield a transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, tout en ayant droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets.

Au cours du quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à former un partenariat stratégique avec Cameco Corporation (« Cameco ») visant à acquérir de Brookfield Business Partners (« BBU ») et ses partenaires institutionnels une participation de 100 % dans Westinghouse Electric Corporation (« Westinghouse ») pour une contrepartie en capitaux propres totale de 4,5 milliards $, sous réserve des ajustements de clôture. La transaction a été effectuée dans des conditions normales de concurrence. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties ».

Au cours du quatrième trimestre de 2022, Énergie Brookfield a vendu un portefeuille de placements, lequel comprenait des participations partielles dans des filiales consolidées, d'une juste valeur d'environ 388 millions $ à une société affiliée de Brookfield en échange de titres d'une valeur équivalente. Le portefeuille de placements englobait des actifs initiaux d'une nouvelle offre de produits que Brookfield commercialisera et vendra à des investisseurs tiers qui, à ce moment-là, offriront à Énergie Brookfield l'occasion, sous réserve de certaines conditions, de monnayer ces titres afin de générer des liquidités. Ces titres sont comptabilisés comme des actifs liés à des instruments financiers dans les états consolidés de la situation financière. La réduction des participations partielles dans les filiales consolidées a été comptabilisée à titre d'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation dans les états consolidés de la situation financière.

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

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	**21 $**	103 $	286 $
Coûts d'exploitation directs			
Autres services	**(1)**	(8)	(4)
Services d'assurance[1]	**—**	(26)	(24)
	(1) $	(34) $	(28) $
Charge d'intérêts			
Emprunts	**— $**	(2) $	(2) $
Désactualisation du solde des contrats	**(20)**	(21)	(13)
	(20) $	(23) $	(15) $
Autres services entre parties liées	**(5) $**	(4) $	— $
Coûts de service de gestion	**(243) $**	(288) $	(235) $

1) Avant novembre 2021, les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés aux assureurs externes par l'intermédiaire des filiales de Brookfield Corporation. Les honoraires versés aux filiales de Brookfield Corporation en 2022 étaient de néant (néant en 2021 et néant en 2020). À partir de novembre 2021, Brookfield, par l'intermédiaire d'une filiale réglementée, a commencé à fournir une couverture d'assurance à certaines entités en Amérique du Nord offerte par des assureurs commerciaux tiers. Les primes reçues et les sinistres réglés ne figurent pas dans le tableau ci-dessus.

Le tableau suivant présente l'incidence des conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les états consolidés de la situation financière aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Partie liée	**2022**	2021
Actifs courants			
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield	**54 $**	57 $
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	**105**	21
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**18**	14
		123	35
Actifs non courants			
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield	**341**	388
Montants à recevoir	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**128**	142
Passifs courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance	**3**	—
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	**166**	119
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**62**	13
	Brookfield Reinsurance	**321**	—
Emprunts sans recours	Brookfield	**88**	—
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	**38**	32
		675	164
Passifs non courants			
Passifs liés à des instruments financiers	Brookfield Reinsurance	**3**	—
Emprunts de la société mère	Brookfield Reinsurance	**7**	—
Emprunts sans recours	Brookfield Reinsurance et entreprises associées	**93**	51
	Brookfield	**1 750**	30
		1 843	81
Autres passifs non courants			
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, Brookfield Reinsurance et entreprises associées et autres	**1**	34
Passif sur contrat	Brookfield	**662**	635
		663 $	669 $
Capitaux propres			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Brookfield Reinsurance et entreprises associées et autres	**15 $**	— $

Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield ne portent pas intérêt, ne sont pas assortis d'une sûreté et sont payables à vue.

Passifs courants

Les montants à payer à Brookfield ne sont pas assortis d'une sûreté, sont payables à vue et se rapportent à des transactions récurrentes.

31. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La variation nette des soldes du fonds de roulement pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	**2022**	2021	2020
Créances clients et autres actifs courants	**(296) $**	(515) $	(2) $
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	**109**	(282)	(91)
Autres actifs et passifs	**(7)**	81	(62)
	(194) $	**(716) $**	**(155) $**

32. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

Les tableaux suivants présentent les informations financières résumées consolidées relatives à Énergie Brookfield, Actions privilégiées ERB et Canadian Finco :

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield[1]	Actions privilégiées ERB	Canadian Finco	Entités de soutien au crédit des filiales	Autres filiales[1, 3]	Ajustements de consolidation[4]	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 31 décembre 2022							
Actifs courants	**61 $**	**391 $**	**2 336 $**	**834 $**	**4 172 $**	**(3 611) $**	**4 183 $**
Actifs non courants	**4 860**	**241**	**3**	**33 830**	**59 860**	**(38 866)**	**59 928**
Passifs courants	**60**	**7**	**30**	**7 877**	**4 455**	**(7 486)**	**4 943**
Passifs non courants	**—**	**—**	**2 299**	**16**	**30 567**	**—**	**32 882**
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	**—**	**—**	**—**	**—**	**14 755**	**—**	**14 755**
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	**—**	**—**	**—**	**2 892**	**—**	**—**	**2 892**
Actions échangeables de BEPC	**—**	**—**	**—**	**—**	**2 561**	**—**	**2 561**
Actions privilégiées	**—**	**571**	**—**	**—**	**—**	**—**	**571**
Billets subordonnés perpétuels	**—**	**—**	**—**	**592**	**—**	**—**	**592**
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	**761**	**—**	**—**	**765**	**—**	**(766)**	**760**
Au 31 décembre 2021							
Actifs courants	50 $	419 $	2 182 $	1 155 $	2 647 $	(3 564) $	2 889 $
Actifs non courants	4 979	258	3	32 973	52 893	(38 128)	52 978
Passifs courants	46	7	28	7 720	2 943	(7 522)	3 222
Passifs non courants	—	—	2 149	—	26 500	—	28 649
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	—	—	—	—	12 303	—	12 303
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	—	—	—	2 894	—	—	2 894
Actions échangeables de BEPC.	—	—	—	—	2 562	—	2 562
Actions privilégiées	—	613	—	—	—	—	613
Billets subordonnés perpétuels	—	—	—	592	—	—	592
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	881	—	—	891	—	(891)	881

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

2) Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc., Brookfield BRP Europe Holdings Limited, Brookfield Renewable Investments et BEP Subco Inc., collectivement les « entités de soutien au crédit des filiales ».

3) Comprend des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Canadian Finco et les entités de soutien au crédit des filiales.

4) Comprend l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield[1]	Actions privilégiées ERB	Canadian Finco	Entités de soutien au crédit des filiales	Autres filiales[1, 2]	Ajustements de consolidation[3]	Énergie Brookfield (consolidé)
Exercice clos le 31 décembre 2022							
Produits	**— $**	**— $**	**— $**	**— $**	**4 711 $**	**— $**	**4 711 $**
Résultat net	**(122)**	**—**	**2**	**(1 322)**	**772**	**808**	**138**
Exercice clos le 31 décembre 2021							
Produits	— $	— $	— $	— $	4 096 $	— $	4 096 $
Résultat net	(136)	—	—	(1 185)	561	694	(66)
Exercice clos le 31 décembre 2020							
Produits	— $	— $	— $	— $	3 810 $	— $	3 810 $
Résultat net	(130)	—	(10)	(772)	1 173	(306)	(45)

1) Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
2) Comprend des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Canadian Finco et les entités de soutien au crédit des filiales.
3) Comprend l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 15, « Emprunts », pour plus de détails concernant les notes à moyen terme consentis par Canadian Finco. Se reporter à la note 16, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

Brookfield Renewable Partners L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP
TSX: BEP.UN