Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT DE GESTION DE 2020

Brookfield

Rapport de gestion
pour l'exercice clos le 31 décembre 2020

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 a été préparé en date du 26 février 2021. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » et « notre société » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A (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 avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 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 2020 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 10

PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata 12

Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 12

Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018 18

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS 24

Profil des contrats 28

PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement 29

Structure du capital 29

Liquidités disponibles 30

Emprunts 30

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

Dépenses d'investissement 32

Tableaux consolidés des flux de trésorerie 32

Actions et parts en circulation 34

Dividendes et distributions 34

Obligations contractuelles 35

Accords hors état de la situation financière 35

PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles et annuelles 36

Sommaire des résultats trimestriels historiques 37

Résultats au prorata pour le quatrième trimestre 38

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS – quatrième trimestre 39

PARTIE 7 – Risques d'entreprise et gestion des risques 42

Gestion des risques et instruments financiers 42

PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes 56

PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement 61

PARTIE 10 – Mise en garde 66

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2020

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019
Information sur l'exploitation		
Puissance (MW)	**18 844**	18 883
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme	**57 457**	53 926
Production réelle	**52 782**	52 560
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme	**27 998**	26 189
Production réelle	**26 052**	26 038
Produits moyens ($ par MWh)	**81**	78
Informations financières choisies		
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	**(304) $**	(103) $
Perte de base par part de société en commandite[1, 2]	**(0,61)**	(0,26)
BAIIA ajusté consolidé[1, 3]	**2 762**	2 893
BAIIA ajusté au prorata[1, 3]	**1 614**	1 444
Fonds provenant des activités[3]	**807**	761
Fonds provenant des activités par part[1, 3, 4]	**1,32**	1,30
Distribution par part de société en commandite[1]	**1,16**	1,10

1) Ajusté pour tenir compte du fractionnement de parts à raison de trois pour deux du 11 décembre 2020. Se reporter à la « PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires » pour de plus amples renseignements.

2) Le nombre moyen de parts de société en commandite pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établi à 271,1 millions (268,3 millions en 2019).

3) 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 ».

4) Le nombre moyen de parts en circulation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établi à 609,5 millions (583,5 millions en 2019) 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 2020**	31 décembre 2019
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	**3 270 $**	2 695 $
Ratio d'endettement – entreprise	**6 %**	10 %
Ratio d'endettement – consolidé	**27 %**	34 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata	**82 %**	77 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata[1]	**4 %**	5 %
Emprunts de la société mère		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	**14 ans**	10 ans
Taux d'intérêt moyen	**3,9 %**	4,1 %
Emprunts sans recours au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	**11 ans**	10 ans
Taux d'intérêt moyen	**4,0 %**	5,1 %

1) Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 5 % (7 % en 2019) 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 et les fonds provenant des activités par part ont augmenté pour s'établir respectivement à 807 millions $ et 1,32 $, une augmentation de 6 % en regard de ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- l'apport provenant de la croissance, principalement du fait du regroupement avec TerraForm Power;
- les prix réalisés relativement supérieurs dans toutes les régions grâce à l'indexation sur inflation et à nos initiatives commerciales de négociation de contrats;
- les marges plus élevées découlant des mesures de réduction des coûts totalisant de près de 40 millions $ (montant net de 17 millions $ pour Énergie Brookfield);
- en partie atténuée par une baisse de la production en raison de temps plus secs enregistrés à l'échelle du portefeuille, tout particulièrement dans les régions où les contrats sont à valeur plus élevée. Nos réservoirs nous placent en bonne position pour de solides résultats au premier trimestre.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie et des autres charges non liées à l'exploitation, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 304 millions $, ou 0,61 $ par part de société en commandite, par rapport à une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 103 millions $, ou 0,26 $ par part de société en commandite pour l'exercice précédent.

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

- Conclusion de plus de 200 contrats visant à fournir plus de 3 500 GWh d'énergie propre par année (ce qui correspond à planter près de 30 millions d'arbres en compensation d'émissions de carbone).
- Au cours de l'exercice, nous avons convenu d'approvisionner en énergie totalement renouvelable l'un des premiers projets de centrales de production d'hydrogène écologique d'envergure industrielle prévus en Amérique du Nord, et plus de 90 % des activités immobilières de JPMorgan dans l'État de New York.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous avons maintenu des liquidités importantes et un bilan solide.

- Nous avons amélioré notre situation de trésorerie, le total de nos liquidités disponibles ayant atteint 3,3 milliards $, aucune dette importante ne venant à échéance dans les cinq prochains exercices.
- Nous avons tiré profit du contexte de faibles taux d'intérêt et obtenu des liquidités de divers leviers de financement en réalisant des financements de première qualité de 3,4 milliards $.
    - Nous avons obtenu un total de 2,8 milliards $ provenant de financements sans recours, ce qui nous a permis de réduire à 4,0 % les coûts d'emprunt moyens pondérés.
    - Nous avons prolongé la durée moyenne de la dette de notre société, la faisant passer de 10 ans à 14 ans, grâce à l'émission d'obligations vertes de la société mère d'un montant en capital de 775 millions $ CA.
- Nous avons dégagé un produit de plus de 1 milliard $ (produit net de 350 millions $ pour Énergie Brookfield) découlant des mesures de recyclage de capitaux.

Croissance et développement

Nous avons diversifié notre bassin d'investisseurs grâce à la création de BEPC. Les porteurs de parts de société en commandite inscrits au 27 juillet 2020 ont reçu une (1) action échangeable de BEPC pour chaque tranche de quatre (4) parts de société en commandite qu'ils détenaient, soit 0,25 action échangeable de BEPC par part de société en commandite.

Par suite de la distribution spéciale d'actions échangeables de BEPC, nous avons réalisé le regroupement de toutes les actions de TerraForm Power. Les actionnaires de TerraForm Power qui ne faisaient pas partie du groupe d'Énergie Brookfield ont reçu, à leur gré, une contrepartie sous forme d'actions échangeables de BEPC ou de parts de société en commandite.

Nous avons convenu d'effectuer un investissement en capitaux propres de plus de 4,6 milliards $ (montant net de 2,5 milliards $ pour Énergie Brookfield) dans 10 transactions, affectant des capitaux dans tous les principaux marchés où nous exerçons nos activités, y compris :

- une plateforme de production décentralisée en développement aux États-Unis se composant de la production d'une puissance de 360 MW générée par l'exploitation de près de 600 sites et du développement d'actifs pouvant produire 700 MW;
- un portefeuille éolien en exploitation en Oregon d'une puissance de 845 MW, dont la production est entièrement visée par contrat, l'un des plus importants projets éoliens en Amérique du Nord, qui comprend une possibilité attrayante de réhabilitation qui devrait augmenter la production d'environ 25 %;
- des projets de développement d'énergie solaire prêts pour la construction au Brésil de près de 1 800 MW, portant la puissance de notre portefeuille de projets de développement à 23 000 MW.

En 2020, nous avons continué à faire évoluer notre portefeuille de projets de développement.

- Mise en service de projets de développement de 458 MW et poursuite de la construction de projets de développement hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'accumulation par pompage, d'énergie solaire photovoltaïque et d'énergie solaire produite à partir de panneaux solaires sur toiture d'une puissance totale de 2 789 MW. Ces projets devraient entrer en service entre 2021 et 2023 et apporter un montant net d'environ 61 millions $ aux fonds provenant des activités annualisés.

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)	**2020**	2019	2018
Produits	**3 810 $**	3 971 $	3 797 $
Coûts d'exploitation directs	**(1 274)**	(1 263)	(1 273)
Coûts de service de gestion	**(235)**	(135)	(94)
Charge d'intérêts	**(976)**	(1 001)	(973)
Charge d'amortissement	**(1 367)**	(1 271)	(1 151)
Recouvrement (charge) d'impôt	**147**	(43)	343
Résultat net	**(45)**	80	583
	Taux de change moyen de conversion en $ US		
$ CA	**1,34**	1,33	1,30
€	**0,88**	0,89	0,85
R$	**5,16**	3,95	3,65
COP	**3 693**	3 280	2 956

Analyse des variations pour l'exercice considéré (2020 par rapport à 2019)

Les produits se sont élevés à 3 810 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, ce qui représente une diminution de 161 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont diminué de 107 millions $, principalement sous l'effet de la diminution de la production par rapport à la moyenne à long terme et à l'exercice précédent, où les conditions hydrologiques ont été supérieures à la moyenne. L'incidence de la diminution de la production a été contrebalancée en partie par la hausse des prix moyens qui ont été favorisés par l'indexation sur l'inflation stipulée dans les contrats et les initiatives de renégociation de contrats. Les avantages tirés de la croissance de notre portefeuille découlant des centrales acquises récemment se sont traduits par un apport de 1 303 GWh à la production et de 213 millions $ aux produits, contrebalancé en partie par la diminution des produits de 79 millions $ et la baisse de la production de 534 GWh attribuables aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Le raffermissement du dollar américain par rapport à sa valeur à l'exercice précédent, surtout par rapport au réal et au peso colombien, a entraîné une diminution des produits d'environ 188 millions $ qui a été compensée en partie par l'effet de change favorable de 139 millions $ sur les charges d'exploitation, d'intérêts et d'amortissement.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 274 millions $ en 2020 représentent une augmentation de 11 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des mesures de réduction des coûts réalisées à l'échelle de la société et de mouvement des cours de change mentionnés ci-dessus, le tout ayant été plus que contrebalancé par l'augmentation des achats d'électricité, dont le coût est transféré à nos clients, et les coûts supplémentaires entraînés par la croissance provenant des centrales que nous avons récemment acquises et mises en service.

Les coûts de service de gestion totalisant 235 millions $ en 2020 représentent une augmentation de 100 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts s'élevant à 976 millions $ en 2020 représente une diminution de 25 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent attribuable aux avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens, et aux mouvements des cours de change mentionnés ci-dessus.

La perte nette s'est élevée à 45 millions $ en 2020, comparativement à un résultat net de 80 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 en raison des éléments susmentionnés.

Analyse des variations pour l'exercice précédent (2019 par rapport à 2018)

Les produits se sont élevés à 3 971 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ce qui représente une augmentation de 174 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 108 millions $, sous l'effet surtout de la hausse des prix réalisés moyens attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux démarches d'établissement de contrats commerciaux et à la hausse des prix du marché sur nos volumes non visés par contrat en Colombie, ce qui a représenté un apport de 96 millions $ aux produits. La hausse de la production a augmenté les produits de 12 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des conditions hydrologiques supérieures à la moyenne aux États-Unis pendant le premier semestre de l'exercice; cette hausse a été en partie contrebalancée par de moins bonnes conditions hydrologiques au Canada.

Les mouvements des cours de change ont eu une incidence négative de 170 millions $ sur les produits étant donné le raffermissement du dollar américain. L'augmentation des produits de 280 millions $ provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été contrebalancée en partie par la diminution des produits de 44 millions $ attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 263 millions $ en 2019 représentent une diminution de 10 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des économies de coûts réalisées à l'échelle de nos activités au cours de l'exercice et de l'effet de change mentionné ci-dessus. Ces facteurs ont été contrebalancés partiellement par les coûts d'exploitation des centrales mises en service et acquises récemment.

Les coûts de service de gestion totalisant 135 millions $ en 2019 représentent une augmentation de 41 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts s'élevant à 1 001 millions $ en 2019 représente une augmentation de 28 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent puisque les avantages tirés des récentes activités de refinancement, qui ont réduit nos coûts d'emprunt moyens, la baisse des emprunts de la société mère et les mouvements des cours de change mentionnés ci-dessus ont été plus que contrebalancés par la croissance de notre entreprise.

Le résultat net s'est élevé à 80 millions $ en 2019, comparativement à un résultat net de 583 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 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)	**2020**	2019
Actifs détenus en vue de la vente	**57 $**	352 $
Actifs courants	**1 742**	2 020
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	**971**	937
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**44 590**	41 055
Total de l'actif	**49 722**	46 196
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	**14**	137
Emprunts de la société mère	**2 135**	2 100
Emprunts sans recours	**15 947**	15 200
Passifs d'impôt différé	**5 515**	4 855
Total du passif et des capitaux propres	**49 722**	46 196
	Taux de change de conversion en $ US	
$ CA	**1,27**	1,30
€	**0,82**	0,89
R$	**5,20**	4,03
COP	**3 432**	3 277

Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente se chiffraient à 57 millions $ au 31 décembre 2020 par rapport à 352 millions $ au 31 décembre 2019. Au cours de l'exercice, nous avons conclu la vente de 39 MW de capacité solaire en Thaïlande et de 33 MW de capacité solaire en Afrique du Sud qui étaient présentés auparavant comme étant détenus en vue de la vente. Au 31 décembre 2020, les actifs détenus en vue de la vente comprenaient 19 MW de capacité solaire en Malaisie.

Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 4, « Cession d'actifs », et à la note 5, « Actifs détenus en vue de la vente », des états financiers consolidés annuels audités.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 44,6 milliards $ au 31 décembre 2020, contre 41,1 milliards $ au 31 décembre 2019. L'augmentation de 3,5 milliards $ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 4,0 milliards $, laquelle tient compte de l'avantage tiré de la baisse des taux d'actualisation ainsi que de la mise en œuvre réussie de nos mesures de réduction des coûts et d'augmentation des produits. L'acquisition de centrales d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance de 100 MW a eu pour effet d'augmenter les immobilisations corporelles de 661 millions $ tandis que l'effet des ajouts inscrits à l'actif attribuable aux dépenses d'investissement de maintien de notre secteur hydroélectricité et des projets de développement en cours de construction se traduisait par une augmentation des immobilisations corporelles de 968 millions $. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la vente de deux centrales d'énergie éolienne en Europe, entraînant une diminution de 160 millions $, et une charge d'amortissement de 1,4 milliard $ associée aux immobilisations corporelles pour l'exercice. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par la dévaluation du réal et du peso colombien par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné une diminution nette des immobilisations corporelles de 604 millions $.

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

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes d'une unique convention d'achat d'électricité à long terme à l'échelle des centrales hydroélectriques d'Énergie Brookfield situées à 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, mais a 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, en vertu desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires consortiaux dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield inclut les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield participe, avec des investisseurs institutionnels, au Brookfield Americas Infrastructure Fund, au Brookfield Infrastructure Fund II, au Brookfield Infrastructure Fund III, au Brookfield Infrastructure Fund IV et au Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés »), chacun de ces fonds étant soutenu par Brookfield et y étant lié. Énergie Brookfield, de concert avec ses investisseurs institutionnels, a accès à du financement à court terme 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 parrainés par Brookfield (y compris des fonds privés, des coentreprises et des arrangements semblables), Énergie Brookfield et des co-investisseurs ou effectué en totalité par l'un de ceux-ci.

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée de 400 millions $, qui vient à échéance en décembre 2021, le taux d'intérêt applicable aux montants empruntés correspondant au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 1,8 %. Au 31 décembre 2020, aucun montant n'a été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et confirmée fournie par Brookfield Asset Management. Brookfield Asset Management peut, de temps à autre, placer des fonds en dépôt auprès d'Énergie Brookfield qui sont remboursables sur demande, y compris les intérêts courus. Des fonds de 325 millions $ ont été placés en dépôt auprès d'Énergie Brookfield en décembre 2020 (600 millions $ en 2019, remboursés intégralement au cours de la période). La charge d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable et sur le dépôt de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établie à moins de 1 million $ (6 millions $ en 2019).

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 « Transactions entre parties liées » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

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)	**2020**	2019	2018
Produits			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	**286 $**	558 $	534 $
Convention de nivellement de la production éolienne	**—**	1	7
	286 $	559 $	541 $
Coûts d'exploitation directs			
Achats d'énergie	**— $**	(22) $	(20) $
Frais de commercialisation de l'énergie et autres services	**(4)**	(20)	(24)
Services d'assurance[1]	**(24)**	(23)	(25)
	(28) $	(65) $	(69) $
Charge d'intérêts			
Emprunts	**(2) $**	(7) $	(13) $
Désactualisation du solde des contrats	**(13)**	(8)	—
	(15) $	(15) $	(13) $
Coûts de service de gestion	**(235) $**	(135) $	(94) $

1) Les honoraires liés aux services d'assurance étaient versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle agissait comme courtier entre des assureurs externes et Énergie Brookfield. Les honoraires versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 se sont établis à néant (1 million $ en 2019 et moins de 1 million $ en 2018). À compter de 2020, les honoraires liés aux services d'assurance sont versés directement aux assureurs externes.

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	**2020**	2019
Créances clients et autres actifs courants			
Actif sur contrat	Brookfield	**46 $**	51 $
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield	**36**	48
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**20**	12
		56 $	60 $
Autres actifs non courants			
Actif sur contrat	Brookfield	**409 $**	422 $
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield	**455 $**	93 $
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**21**	10
Distributions à payer 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	**30**	36
		506 $	139 $
Autres passifs non courants			
Montants à payer	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres	**11 $**	7 $
Passif sur contrat	Brookfield	**602**	562
		613 $	569 $

CAPITAUX PROPRES

Le 11 décembre 2020, Énergie Brookfield a conclu un fractionnement de parts à raison de trois pour deux au moyen d'une subdivision (le « fractionnement des parts »), selon laquelle les porteurs de parts ont reçu une demi-part supplémentaire pour chaque part qu'ils détenaient, ce qui a entraîné l'émission de 91 600 487 parts de société en commandite, 64 829 316 parts de société en commandite rachetables/échangeables, 57 394 811 actions échangeables de BEPC et 1 325 754 parts de participation de commandité. Les niveaux de distribution / de dividende et les niveaux cibles déterminés pour la distribution incitative ont été ajustés pour refléter le nombre supplémentaire de parts qui sont en circulation. Les parts privilégiées et les capitaux propres des commanditaires d'Énergie Brookfield n'ont pas été touchés par le fractionnement de parts et ce fractionnement n'a pas eu pour effet de diluer les capitaux propres des porteurs de parts. Les niveaux cibles déterminés pour les distributions incitatives, le nombre de parts et les informations par part fournies qui suivent sont présentés après le fractionnement.

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 2020 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 65 millions $ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 (50 millions $ en 2019).

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 2020, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

En juillet 2020, 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 8 juillet 2021 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 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 2020 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2020, aucune des parts privilégiées n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Au cours du premier trimestre de 2020, Énergie Brookfield a émis 8 000 000 de parts privilégiées, série 17 (les « parts privilégiées de série 17 ») au prix de 25 $ chacune, pour un produit brut de 200 millions $. Les porteurs de parts privilégiées de série 17 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,25 %.

En juillet 2020, 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 en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021, 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 ses parts privilégiées. Les porteurs de parts privilégiées peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. En 2020, aucune action n'a été rachetée.

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

Au 31 décembre 2020, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 323 051 190 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 50 % 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 50 %, est détenue par des investisseurs publics.

Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a réalisé la « distribution spéciale », selon laquelle les porteurs de parts de société en commandite inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite qu'ils détenaient. Immédiatement avant la distribution spéciale, Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu des actions échangeables de BEPC par voie d'une distribution par Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), des actions échangeables de BEPC à tous ses porteurs de parts, soit la distribution de BRELP. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales (autres que les entités faisant partie d'Énergie Brookfield) ont reçu approximativement 49,6 millions d'actions échangeables de BEPC et ii) Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu approximativement 67,1 millions d'actions échangeables de BEPC, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts de société en commandite, y compris Brookfield, dans le cadre de la distribution spéciale.

Le 31 juillet 2020, par suite de la distribution spéciale, BEPC a conclu l'acquisition de TerraForm Power en vertu de laquelle Énergie Brookfield et BEPC ont acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power (les « actions ordinaires de TERP ») émises dans le public contre 6 051 704 parts de société en commandite et 55 552 862 actions échangeables de BEPC.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, Énergie Brookfield a émis 182 966 parts de société en commandite (264 894 parts de société en commandite en 2019) dans le cadre du programme de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions $ (6 millions $ en 2019).

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 136 517 actions échangeables de BEPC contre des parts de société en commandite d'une valeur de 2 millions $.

En décembre 2020, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite et a effectué une offre publique de rachat dans le cours normal des activités de ses actions échangeables de BEPC en circulation. Énergie Brookfield est autorisée à racheter jusqu'à 13 740 072 parts de société en commandite et 8 609 220 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 2021, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Aucune part de société en commandite ou action échangeable de BEPC n'a été rachetée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, 30 000 parts de société en commandite ont été rachetées pour un coût total de moins de 1 million $.

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, se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2020 et 2019

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		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	**11 863**	13 118	**12 166**	12 238	**824 $**	905 $	**562 $**	622 $	**420 $**	459 $	**68 $**	142 $
Brésil	**3 663**	3 707	**4 004**	3 996	**175**	234	**177**	181	**152**	150	**95**	59
Colombie	**2 999**	3 096	**3 488**	3 488	**211**	237	**131**	144	**90**	101	**68**	72
	18 525	19 921	**19 658**	19 722	**1 210**	1 376	**870**	947	**662**	710	**231**	273
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	**3 560**	2 969	**4 239**	3 556	**263**	223	**196**	163	**123**	98	**(4)**	(87)
Europe	**908**	904	**1 002**	996	**105**	95	**96**	67	**79**	48	**(27)**	(11)
Brésil	**552**	630	**671**	647	**27**	37	**24**	28	**17**	19	**3**	1
Asie	**428**	291	**443**	290	**28**	20	**25**	16	**18**	10	**4**	6
	5 448	4 794	**6 355**	5 489	**423**	375	**341**	274	**237**	175	**(24)**	(91)
Énergie solaire	**1 284**	773	**1 510**	782	**245**	138	**232**	126	**139**	74	**49**	(37)
Transition énergétique[1]	**795**	550	**475**	196	**169**	132	**130**	87	**103**	70	**1**	42
Siège social	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**41**	10	**(334)**	(268)	**(561)**	(290)
Total	**26 052**	26 038	**27 998**	26 189	**2 047 $**	2 021 $	**1 614 $**	1 444 $	**807 $**	761 $	**(304)$**	(103) $

1) La production réelle comprend 375 GWh (374 GWh en 2019) 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.

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)	**2020**	2019
Production (GWh) – MLT	***19 658***	*19 722*
Production (GWh) – réelle	***18 525***	*19 921*
Produits	**1 210 $**	1 376 $
Autres produits	**105**	22
Coûts d'exploitation directs	**(445)**	(451)
BAIIA ajusté	**870**	947
Charge d'intérêts	**(191)**	(210)
Impôt exigible	**(17)**	(27)
Fonds provenant des activités	**662 $**	710 $
Charge d'amortissement	**(333)**	(332)
Impôt différé et autres	**(98)**	(105)
Résultat net	**231 $**	273 $

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		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
Amérique du Nord										
États-Unis	**9 104**	10 525	**69 $**	68 $	**399 $**	473 $	**305 $**	358 $	**39 $**	118 $
Canada	**2 759**	2 593	**77**	74	**163**	149	**115**	101	**29**	24
	11 863	13 118	**71**	69	**562**	622	**420**	459	**68**	142
Brésil	**3 663**	3 707	**53**	63	**177**	181	**152**	150	**95**	59
Colombie	**2 999**	3 096	**74**	77	**131**	144	**90**	101	**68**	72
Total	**18 525**	19 921	**67 $**	69 $	**870 $**	947 $	**662 $**	710 $	**231 $**	273 $

1) Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 40 millions $ inclus dans les autres produits.

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 420 millions $ en 2020, comparativement à 459 millions $ pour l'exercice précédent puisque la hausse des produits moyens par MWh, découlant des avantages tirés de l'indexation sur l'inflation et des mesures de réduction des coûts, a été plus que contrebalancée par une production qui était 10 % inférieure à celle de l'exercice précédent, laquelle avait été favorisée par une production supérieure à la moyenne (7 % supérieure à la moyenne à long terme). Les fonds provenant des activités ont également été touchés par la vente partielle d'une participation de 25 % dans certains actifs canadiens (3 millions $ et 64 GWh) au premier trimestre de 2019.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 74 millions $ en 2020, par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la hausse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie découlant de l'augmentation de la juste valeur de nos immobilisations corporelles au cours de l'exercice précédent.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 152 millions $ en 2020, contre 150 millions $ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 32 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce surtout aux mesures de réduction des coûts, à la hausse des produits moyens par MWh, qui ont été avantagés par l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats, et à une décision favorable à l'égard des volumes de production inférieurs attribués historiquement à nos centrales aux termes du mécanisme de mise en commun centralisé au Brésil. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 36 millions $ en 2020, par rapport à celui de l'exercice précédent, du fait de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la baisse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 90 millions $ en 2020, en regard de 101 millions $ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté légèrement en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce aux avantages tirés des mesures de réduction des coûts et de la hausse des produits moyens par MWh, favorisés par l'indexation sur l'inflation et les initiatives de renégociation de contrats, qui ont été atténués en partie par une production qui a été de 14 % inférieure à la moyenne à long terme. L'augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du peso colombien par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 4 millions $ en 2020 principalement en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019
Production (GWh) – MLT	***6 355***	*5 489*
Production (GWh) – réelle	***5 448***	*4 794*
Produits	**423 $**	375 $
Autres produits	**43**	6
Coûts d'exploitation directs	**(125)**	(107)
BAIIA ajusté	**341**	274
Charge d'intérêts	**(100)**	(96)
Impôt exigible	**(4)**	(3)
Fonds provenant des activités	**237 $**	175 $
Charge d'amortissement	**(273)**	(219)
Impôt différé et autres	**12**	(47)
Résultat net	**(24) $**	(91) $

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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh[1]		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
Amérique du Nord										
États-Unis	**2 426**	1 897	**69 $**	67 $	**108 $**	85 $	**57 $**	45 $	**6 $**	(67) $
Canada	**1 134**	1 072	**91**	90	**88**	78	**66**	53	**(10)**	(20)
	3 560	2 969	**76**	75	**196**	163	**123**	98	**(4)**	(87)
Europe	**908**	904	**118**	105	**96**	67	**79**	48	**(27)**	(11)
Brésil	**552**	630	**50**	59	**24**	28	**17**	19	**3**	1
Asie	**428**	291	**71**	69	**25**	16	**18**	10	**4**	6
Total	**5 448**	4 794	**80 $**	78 $	**341 $**	274 $	**237 $**	175 $	**(24) $**	(91) $

1) Comprennent des profits tirés de la couverture de change réalisés d'environ 11 millions $ inclus dans les autres produits.

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 123 millions $ en 2020, par rapport à 98 millions $ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la croissance provenant de notre participation accrue dans TerraForm Power, déduction faite de la cession d'une participation de 40 % dans un portefeuille éolien aux États-Unis d'une puissance de 852 MW (15 millions $ et 760 GWh) et par l'avantage tiré des garanties en matière de production en vertu de nos conventions de service à long terme.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a diminué de 83 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la hausse des profits latents tirés de la couverture de nos contrats d'énergie.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 79 millions $ en 2020, comparativement à 48 millions $ pour l'exercice précédent, en raison surtout de la croissance provenant de notre participation accrue dans TerraForm Power, déduction faite des ventes d'actifs (6 millions $ et 97 GWh), et d'un profit de 22 millions $ réalisé sur la vente d'actifs éoliens de 47 MW récemment aménagés en Irlande. Sur une base comparable, les fonds provenant de nos activités étaient supérieurs à ceux de l'exercice précédent puisque la hausse des prix du marché découlant de la composition des moyens de production et la réduction des coûts d'intérêts en raison de l'optimisation de la structure du capital ont été en partie contrebalancées par une baisse des ressources.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 16 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 17 millions $ en 2020, contre 19 millions $ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant de nos activités ont augmenté de 17 % par rapport à ceux de l'exercice précédent du fait des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et de nos mesures de réduction des coûts, qui ont été en partie contrebalancées par une baisse des ressources. Cette augmentation a été plus que contrebalancée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 2 millions $ en regard de celui de l'exercice précédent, la baisse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain ayant plus que contrebalancé la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Asie

Les fonds provenant des activités de production d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à 18 millions $ en 2020, comparativement à 10 millions $ pour l'exercice précédent. L'augmentation s'explique par la hausse des produits par MWh attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, à la marge plus élevée découlant des mesures de réduction des coûts et à l'apport provenant de la croissance par suite de l'acquisition d'actifs d'une puissance de 210 MW en Inde et d'actifs de 200 MW en Chine (4 millions $ et 137 GWh).

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019
Production (GWh) – MLT	***1 510***	*782*
Production (GWh) – réelle	***1 284***	*773*
Produits	**245 $**	138 $
Autres produits	**50**	16
Coûts d'exploitation directs	**(63)**	(28)
BAIIA ajusté	**232**	126
Charge d'intérêts	**(90)**	(52)
Impôt exigible	**(3)**	—
Fonds provenant des activités	**139 $**	74 $
Charge d'amortissement	**(84)**	(65)
Impôt différé et autres	**(6)**	(46)
Résultat net	**49 $**	(37) $

Les fonds provenant de nos activités d'énergie solaire et le résultat net attribuable aux porteurs de parts de ces activités ont augmenté, pour se fixer à respectivement 139 millions $ et 21 millions $ en 2020, par rapport à respectivement 74 millions $ et à une perte nette de 37 millions $ pour l'exercice précédent, en raison surtout de l'apport provenant de la participation accrue dans TerraForm Power et d'autres acquisitions, déduction faite des cessions d'actifs en Afrique du Sud et en Thaïlande (45 millions $ et 570 GWh).

ACTIVITÉS DU SECTEUR TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur transition énergétique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019
Production (GWh) – MLT	***475***	*196*
Production (GWh) – réelle[1]	***795***	*550*
Produits	**169 $**	132 $
Autres produits	**22**	11
Coûts d'exploitation directs	**(61)**	(56)
BAIIA ajusté	**130**	87
Charge d'intérêts	**(25)**	(16)
Impôt exigible	**(2)**	(1)
Fonds provenant des activités	**103 $**	70 $
Charge d'amortissement	**(62)**	(23)
Impôt différé et autres	**(40)**	(5)
Résultat net	**1 $**	42 $

1) La production réelle comprend 375 GWh (374 GWh en 2019) 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 transition énergétique se sont élevés à 103 millions $ en 2020 par rapport à 70 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 des acquisitions (35 millions $ et 246 GWh).

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 41 millions $ du fait que l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus a été plus que contrebalancée par la hausse de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie et l'augmentation de la charge de désactualisation sans effet de trésorerie.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS)	**2020**	2019
Autres produits	**64 $**	33 $
Coûts d'exploitation directs	**(23)**	(23)
BAIIA ajusté	**41**	10
Coûts de service de gestion	**(217)**	(116)
Charge d'intérêts	**(79)**	(92)
Distributions[1]	**(79)**	(70)
Fonds provenant des activités	**(334) $**	(268) $
Impôt différé et autres	**(227)**	(22)
Perte nette	**(561) $**	(290) $

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

Les coûts de service de gestion totalisant 217 millions $ représentent une augmentation de 101 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

En 2020, nous avons comptabilisé une provision de 231 millions $ à l'égard de notre filiale, TerraForm Power, relativement à un litige antérieur à l'acquisition en 2017 par Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels d'une participation initiale de 51 % dans TerraForm Power.

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2019 ET 2018

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		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	13 118	13 308	12 238	12 980	905 $	893 $	622 $	619 $	459 $	443 $	142 $	189 $
Brésil	3 707	3 633	3 996	3 927	234	244	181	173	150	142	59	3
Colombie	3 096	3 364	3 488	3 482	237	216	144	126	101	86	72	87
	19 921	20 305	19 722	20 389	1 376	1 353	947	918	710	671	273	279
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	2 969	2 713	3 556	3 169	223	219	163	157	98	96	(87)	15
Europe	904	677	996	764	95	73	67	57	48	38	(11)	8
Brésil	630	626	647	645	37	42	28	33	19	24	1	1
Asie	291	160	290	153	20	12	16	8	10	5	6	4
	4 794	4 176	5 489	4 731	375	346	274	255	175	163	(91)	28
Énergie solaire	773	662	782	550	138	116	126	92	74	53	(37)	16
Transition énergétique[1]	550	610	196	174	132	115	87	74	70	52	42	21
Siège social	—	—	—	—	—	—	10	(16)	(268)	(263)	(290)	(264)
Total	26 038	25 753	26 189	25 844	2 021 $	1 930 $	1 444 $	1 323 $	761 $	676 $	(103) $	80 $

1) La production réelle comprend 374 GWh (519 GWh en 2018) 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.

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)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	*19 722*	*20 389*
Production (GWh) – réelle	*19 921*	*20 305*
Produits	1 376 $	1 353 $
Autres produits	22	21
Coûts d'exploitation directs	(451)	(456)
BAIIA ajusté	947	918
Charge d'intérêts	(210)	(232)
Impôt exigible	(27)	(15)
Fonds provenant des activités	710 $	671 $
Charge d'amortissement	(332)	(385)
Impôt différé et autres	(105)	(7)
Résultat net	273 $	279 $

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		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	10 525	9 953	68 $	67 $	473 $	443 $	358 $	325 $	118 $	116 $
Canada	2 593	3 355	74	68	149	176	101	118	24	73
	13 118	13 308	69	67	622	619	459	443	142	189
Brésil	3 707	3 633	63	67	181	173	150	142	59	3
Colombie	3 096	3 364	77	64	144	126	101	86	72	87
Total	19 921	20 305	69 $	67 $	947 $	918 $	710 $	671 $	273 $	279 $

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 459 millions $ en 2019, comparativement à 443 millions $ pour l'exercice précédent. L'augmentation des produits réalisés moyens par MWh au Canada en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et la hausse de la production comparable en raison des fortes conditions hydrologiques aux États-Unis (6 % supérieure à celle de l'exercice précédent et 10 % supérieure à la moyenne à long terme) ont plus que contrebalancé l'incidence de la vente d'une participation de 25 % dans certains actifs canadiens sur les fonds provenant des activités (24 millions $ et 670 GWh.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 47 millions $ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse des charges sans effet de trésorerie de certains contrats d'énergie.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 150 millions $ en 2019, contre 142 millions $ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 15 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce à une hausse de la production comparable, à une décision favorable qui a attesté la production historique de nos centrales et à la croissance de notre portefeuille grâce aux projets de développement qui s'est traduite par un apport de 63 GWh à la production et de 2 millions $ aux fonds provenant des activités. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 56 millions $ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, du fait de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et de la baisse de la charge d'amortissement entraînée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant des activités en Colombie se sont fixés à 101 millions $ en 2019, comparativement à 86 millions $ pour l'exercice précédent grâce aux mesures de réduction des coûts et à la hausse de 20 % des produits par MWh découlant des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des démarches de renouvellement de contrats, lesquelles ont été atténuées en partie par une production inférieure de 11 % à la moyenne à long terme alors que nous accumulions l'eau dans nos réservoirs en prévision d'une hausse des prix pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 15 millions $ en 2019, par rapport à celui de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par l'incidence du recouvrement d'impôt différé découlant de la nouvelle législation fiscale qui a été favorable à l'exercice précédent.

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)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	*5 489*	*4 731*
Production (GWh) – réelle	*4 794*	*4 176*
Produits	375 $	346 $
Autres produits	6	13
Coûts d'exploitation directs	(107)	(104)
BAIIA ajusté	274	255
Charge d'intérêts	(96)	(93)
Impôt exigible	(3)	1
Fonds provenant des activités	175 $	163 $
Charge d'amortissement	(219)	(182)
Impôt différé et autres	(47)	47
(Perte nette) résultat net	(91) $	28 $

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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Amérique du Nord										
États-Unis	1 897	1 613	67 $	76 $	85 $	76 $	45 $	36 $	(67) $	30 $
Canada	1 072	1 100	90	88	78	81	53	60	(20)	(15)
	2 969	2 713	75	81	163	157	98	96	(87)	15
Europe	904	677	105	110	67	57	48	38	(11)	8
Brésil	630	626	59	69	28	33	19	24	1	1
Asie	291	160	69	66	16	8	10	5	6	4
Total	4 794	4 176	78 $	84 $	274 $	255 $	175 $	163 $	(91) $	28 $

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 98 millions $, contre 96 millions $ pour l'exercice précédent. L'apport provenant de la croissance de notre portefeuille, grâce à notre participation accrue dans TerraForm Power et à nos mesures de réduction des coûts, a été en partie contrebalancé par l'incidence de la diminution de la production comparable par rapport à celle de l'exercice précédent.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 102 millions $ en regard de celle de l'exercice précédent en raison de la hausse de la charge d'amortissement attribuable à la croissance de notre portefeuille et des pertes de couverture latentes.

Europe

Les fonds provenant des activités en Europe se sont fixés à 48 millions $, comparativement à 38 millions $ pour l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille après la mise en service d'une nouvelle capacité éolienne d'une puissance de 51 MW et l'apport pendant un exercice complet des dernières acquisitions conclues s'est traduite par un ajout de 199 GWh à la production et de 13 millions $ aux fonds provenant des activités, déduction faite des ventes d'actifs. Compte non tenu d'un profit de 8 millions $ sur la vente d'un projet de développement au Royaume-Uni réalisé au cours de l'exercice précédent, les fonds provenant des activités ont augmenté de 5 millions $ surtout du fait des ressources plus favorables, des mesures de réduction des coûts d'exploitation et de la réduction des coûts d'intérêts en raison de l'optimisation de la structure du capital.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a reculé de 19 millions $ par rapport à celle de l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse des pertes de couverture latentes.

Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil se sont fixés à 19 millions $, comparativement à 24 millions $ pour l'exercice précédent, en raison des prix réalisés moyens à la baisse par suite d'une initiative commerciale qui a été favorable à l'exercice précédent et de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a été comparable à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été complètement contrebalancée par des pertes de change latentes au cours de l'exercice précédent et par une baisse de la charge d'amortissement découlant de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Asie

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à respectivement 10 millions $ et 6 millions $, en hausse comparativement à respectivement 5 millions $ et 4 millions $ pour l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport provenant de l'acquisition d'une capacité de 410 MW en Asie au cours de l'exercice (6 millions $ et 123 GWh).

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE SOLAIRE AU PRORATA

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	*782*	*550*
Production (GWh) – réelle	*773*	*662*
Produits	138 $	116 $
Autres produits	16	4
Coûts d'exploitation directs	(28)	(28)
BAIIA ajusté	126	92
Charge d'intérêts	(52)	(40)
Impôt exigible	—	1
Fonds provenant des activités	74 $	53 $
Charge d'amortissement	(65)	(32)
Impôt différé et autres	(46)	(5)
(Perte nette) résultat net	(37) $	16 $

Les fonds provenant des activités de nos activités d'énergie solaire se sont établis à 74 millions $, en hausse par rapport à 53 millions $ pour l'exercice précédent du fait principalement de la croissance de nos activités et de l'apport pendant un exercice complet des dernières centrales acquises et mises en service.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts de nos activités d'énergie solaire s'est chiffrée à 37 millions $, par rapport à un résultat net de 16 millions $ pour l'exercice précédent, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une hausse de la charge d'amortissement attribuable à l'expansion de notre portefeuille d'énergie solaire et par des pertes de couverture latentes.

ACTIVITÉ DU SECTEUR TRANSITION ÉNERGÉTIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur transition énergétique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – MLT	*196*	*174*
Production (GWh) – réelle[1]	*550*	*610*
Produits	132 $	115 $
Autres produits	11	1
Coûts d'exploitation directs	(56)	(42)
BAIIA ajusté	87	74
Charge d'intérêts	(16)	(22)
Impôt exigible	(1)	—
Fonds provenant des activités	70 $	52 $
Charge d'amortissement	(23)	(30)
Impôt différé et autres	(5)	(1)
Résultat net	42 $	21 $

1) La production réelle comprend 374 GWh (519 GWh en 2018) 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 nos installations du secteur transition énergétique et le résultat net attribuable aux porteurs de parts de ces activités se sont fixés à respectivement 70 millions $ et 42 millions $, contre respectivement 52 millions $ et 21 millions $ pour l'exercice précédent du fait de la croissance de nos activités, y compris l'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée d'une puissance de 322 MW, en partie contrebalancée par la diminution des prix de la capacité réalisés dans le nord-est des États-Unis et la baisse de la production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS)	2019	2018
Autres produits	33 $	7 $
Coûts d'exploitation directs	(23)	(23)
BAIIA ajusté	10	(16)
Coûts de service de gestion	(116)	(84)
Charge d'intérêts	(92)	(99)
Distributions[1]	(70)	(64)
Fonds provenant des activités	(268) $	(263) $
Impôt différé et autres	(22)	(1)
Perte nette	(290) $	(264) $

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

Les coûts de service de gestion totalisant 116 millions $ représentent une augmentation de 32 millions $ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison de la croissance de nos activités.

Les distributions attribuables aux actions et aux parts de société en commandite privilégiées ont augmenté de 6 millions $ par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un montant en capital de 175 millions $ CA (131 millions $) qui a été réalisée au premier trimestre de 2019.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net 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	
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			Selon les IFRS[1]
Produits	824 $	175 $	211 $	263 $	105 $	27 $	28 $	245 $	169 $	— $	2 047 $	(72) $	1 835 $	3 810 $
Autres produits	39	54	12	11	26	3	3	50	22	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 du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	67	31	98
BAIIA ajusté	562	177	131	196	96	24	25	232	130	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	420	152	90	123	79	17	18	139	103	(334)	807	—	—	
Charge d'amortissement	(246)	(66)	(21)	(180)	(70)	(14)	(9)	(84)	(62)	(4)	(756)	21	(632)	(1 367)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	(47)	3	(2)	47	(17)	—	(1)	(3)	(9)	(6)	(35)	8	154	127
Recouvrement (charge) d'impôt différé	36	5	(3)	28	7	—	2	20	5	75	175	(6)	44	213
Divers	(95)	1	4	(22)	(26)	—	(6)	(23)	(36)	(292)	(495)	11	52	(432)
Quote-part des résultats 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]	68 $	95 $	68 $	(4) $	(27) $	3 $	4 $	49 $	1 $	(561) $)	(304) $	— $	— $	(304) $

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 27 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 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, 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 et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :

	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	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits	905 $	234 $	237 $	223 $	95 $	37 $	20 $	138 $	132 $	— $	2 021 $	(79) $	2 029 $	3 971 $
Autres produits	3	19	—	2	4	—	—	16	11	33	88	(8)	25	105
Coûts d'exploitation directs	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(28)	(56)	(23)	(665)	34	(632)	(1 263)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
BAIIA ajusté	622	181	144	163	67	28	16	126	87	10	1 444	—	1 449	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)	—	(19)	(135)
Charge d'intérêts	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(52)	(16)	(92)	(466)	13	(548)	(1 001)
Impôt exigible	(7)	(11)	(9)	1	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(31)	2	(41)	(70)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(12)	(27)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(829)	(829)
Fonds provenant des activités	459	150	101	98	48	19	10	74	70	(268)	761	—	—	
Charge d'amortissement	(227)	(84)	(21)	(150)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(643)	13	(641)	(1 271)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	(2)	(4)	(36)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(27)	4	(4)	—	10	—	—	1	—	46	30	—	(3)	27
Divers	(74)	(6)	(2)	(33)	(12)	2	—	(48)	(2)	(46)	(221)	9	(64)	(276)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(4)	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	716	716
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	142 $	59 $	72 $	(87) $	(11) $	1 $	6 $	(37)	42 $	(290) $	(103) $	— $	— $	(103) $

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 29 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 113 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 reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS[1]
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits	893 $	244 $	216 $	219 $	73 $	42 $	12 $	116 $	115 $	— $	1 930 $	(76) $	1 943 $	3 797 $
Autres produits	12	5	4	2	11	—	—	4	1	7	46	—	29	75
Coûts d'exploitation directs	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(28)	(42)	(23)	(653)	27	(647)	(1 273)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	22	71
BAIIA ajusté	619	173	126	157	57	33	8	92	74	(16)	1 323	—	1 347	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)	(84)	—	(10)	(94)
Charge d'intérêts	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(40)	(22)	(99)	(486)	14	(501)	(973)
Impôt exigible	(4)	(9)	(2)	2	(2)	—	1	1	—	—	(13)	1	(20)	(32)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	—	(38)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(10)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(806)	(806)
Fonds provenant des activités	443	142	86	96	38	24	5	53	52	(263)	676	—	—	
Charge d'amortissement	(231)	(136)	(18)	(124)	(43)	(13)	(2)	(32)	(30)	(2)	(631)	13	(533)	(1 151)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	(1)	(1)	7	30	9	(10)	3	(16)	(1)	—	20	(1)	18	37
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(1)	1	18	43	2	—	—	24	12	24	123	—	252	375
Divers	(21)	(3)	(6)	(30)	2	—	(2)	(13)	(12)	(23)	(108)	1	(99)	(206)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	(5)	(18)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	367	367
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	189 $	3 $	87 $	15 $	8 $	1 $	4 $	16 $	21 $	(264) $	80 $	— $	— $	80 $

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 28 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 439 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 le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables. Le résultat net attribuable aux porteurs de parts fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités, avec le BAIIA ajusté au prorata et avec le BAIIA ajusté consolidé pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	**2020**	2019	2018
Résultat net attribuable aux éléments suivants :			
Capitaux propres des commanditaires	**(184) $**	(88) $	23 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**62**	50	41
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**(133)**	(65)	16
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation	**(49)**	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(304) $**	(103) $	80 $
Charge d'amortissement	**756**	643	631
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	**35**	30	(20)
(Recouvrement) charge d'impôt différé	**(175)**	(30)	(123)
Divers	**495**	221	108
Fonds provenant des activités	**807 $**	761 $	676 $
Distributions attribuables aux éléments suivants :			
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	**54**	44	38
Actions privilégiées	**25**	26	26
Impôt exigible	**26**	31	13
Charge d'intérêts	**485**	466	486
Coûts de services de gestion	**217**	116	84
BAIIA ajusté au prorata	**1 614 $**	1 444 $	1 323 $
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**1 148**	1 449	1 347
BAIIA ajusté consolidé	**2 762 $**	2 893 $	2 670 $

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 :

	2020	2019	2018
Perte de base par part de société en commandite[1, 2]	**(0,61) $**	(0,26) $	0,07 $
Charge d'amortissement	**1,24**	1,10	1,08
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	**0,06**	0,05	(0,03)
(Recouvrement) charge d'impôt différé	**(0,29)**	(0,05)	(0,21)
Divers	**0,92**	0,46	0,24
Fonds provenant des activités par part[1, 3]	**1,32 $**	1,30 $	1,15 $

1) Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

2) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 271,1 millions (268,3 millions en 2019, 270,4 millions en 2018, 260,2 millions en 2017 et 234,6 millions en 2016).

3) Le nombre moyen de parts en circulation s'est établi à 609,5 millions pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (583,5 millions en 2019, 585,6 millions en 2018, 575,4 millions en 2017 et 549,8 millions en 2016), ce qui comprend la participation de commandité, les parts rachetables/échangeables, les parts de société en commandite et les actions échangeables de BEPC.

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 du Brésil et de la Colombie où nous prévoyons que les contrats d'électricité venant à échéance seront renégociés dans le cours normal des activités étant donné la logique de ces marchés de l'électricité. À l'heure actuelle dans ces pays, le profil des contrats s'élève à respectivement 95 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 14 ans (au prorata).

(EN GWh, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2021	2022	2023	2024	2025
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis[1]	7 634	6 547	4 575	4 575	4 575
Canada	2 144	2 097	2 020	2 006	2 006
	9 778	8 644	6 595	6 581	6 581
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 840	2 777	2 802	2 305	2 295
Canada	1 358	1 358	1 358	1 358	1 358
	4 198	4 135	4 160	3 663	3 653
Europe	1 220	1 220	1 209	1 140	1 076
Asie	417	417	417	417	290
	5 835	5 772	5 786	5 220	5 019
Énergie solaire – services publics	1 890	1 910	1 924	1 929	1 923
Transition énergétique	708	705	702	696	686
Production visée par contrat au prorata	18 211	17 031	15 007	14 426	14 209
Production non visée par contrat au prorata	3 501	4 681	6 705	7 286	7 503
Production moyenne à long terme au prorata	21 712	21 712	21 712	21 712	21 712
Participations ne donnant pas le contrôle	13 563	13 563	13 563	13 563	13 563
Production moyenne à long terme totale	35 275	35 275	35 275	35 275	35 275
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	84 %	78 %	69 %	66 %	65 %
Prix par MWh – production totale au prorata	91 $	94 $	103 $	105 $	107 $

1) Comprend la production de 2 421 GWh pour 2021 et de 2 047 GWh pour 2022 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 16 ans en Amérique du Nord, à 14 ans en Europe, à 8 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie et à 18 ans dans l'ensemble de nos autres territoires.

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

En ce qui concerne les portefeuilles au Brésil et en Colombie, nous continuons de nous concentrer sur l'obtention de contrats à long terme tout en maintenant un certain pourcentage de production non contractuelle de manière à atténuer le risque hydrologique.

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield relatifs à nos entreprises en Amérique du Nord et en Europe sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. L'exposition économique au prorata de la production visée par contrat s'établit comme suit : organismes d'électricité (39 %), sociétés de distribution (24 %), utilisateurs industriels (20 %) et Brookfield (17 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. La grande majorité de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et est à environ 90 % liée à des projets.

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

	Siège social		Consolidé	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019	**2020**	2019
Emprunts de la société mère[1]	**— $**	299 $	**— $**	299 $
Papier commercial[1, 2]	**3**	—	**3**	—
Dette				
Billets à moyen terme[3]	**2 140**	1 808	**2 140**	1 808
Emprunts sans recours[4]	**—**	—	**16 006**	15 227
	2 140	1 808	**18 146**	17 035
Passifs d'impôt différé, montant net[5]	**—**	—	**5 310**	4 689
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle	**—**	—	**11 100**	11 086
Actions privilégiées	**609**	597	**609**	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	**1 028**	833	**1 028**	833
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts	**9 030**	7 964	**9 030**	7 964
Total de la structure du capital	**12 807 $**	11 202 $	**45 223 $**	42 204 $
Ratio d'endettement	**17 %**	16 %	**40 %**	40 %
Ratio d'endettement (valeur de marché)[6]	**6 %**	10 %	**27 %**	34 %

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) Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard $, dont la durée moyenne pondérée est de quatre ans, complètent notre programme de papier commercial.

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 2019), déduction faite des primes non amorties.

4) Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 15 millions $ (142 millions $ en 2019) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 59 millions $ (27 millions $ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

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

6) Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, 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)	**2020**	2019
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	**291 $**	143 $
Placements dans des titres de capitaux propres	**183**	95
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées[1]	**2 150**	2 150
Emprunts effectués sur les facilités de crédit	**—**	(299)
Facilité de lettres de crédit autorisée	**400**	400
Lettres de crédit émises	**(300)**	(266)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	**2 250**	1 985
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	**546**	472
Liquidités disponibles	**3 270 $**	2 695 $

1) Les montants sont garantis par Énergie 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 de la production. Nous maintenons un solide bilan de qualité supérieure caractérisé par une structure du capital prudente, par un accès à un financement à plusieurs niveaux qui nous permet de tirer profit des occasions de recyclage des capitaux et par diverses sources de capital. Les principales sources de liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, la capacité d'emprunt sans recours et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

EMPRUNTS

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette, le profil global relatif aux échéances et les taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit au prorata aux 31 décembre :

	2020			2019		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**Taux d'intérêt (%)**	**Durée (en années)**	**Total**	Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Total
Emprunts de la société mère						
Billets à moyen terme	**3,9**	**14**	**2 140 $**	4,1	10	1 808 $
Facilités de crédit	**s. o.**	**4**	**—**	2,9	5	299
Papier commercial[1]	**0,4**	**<1**	**3**	s. o.	s. o.	s. o.
Emprunts sans recours au prorata						
Hydroélectricité	**4,6**	**9**	**4 123**	5,6	10	3 727
Énergie éolienne	**3,9**	**10**	**2 540**	4,5	10	1 742
Énergie solaire	**3,3**	**13**	**2 534**	4,9	12	1 158
Transaction énergétique	**4,0**	**11**	**864**	4,6	5	547
	4,0	**11**	**10 061**	5,1	10	7 174
			12 204 $			9 281 $
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			**(45)**			(46)
			12 159			9 235
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			**(332)**			(431)
Participations ne donnant pas le contrôle			**6 255**			8 496
Selon les états financiers IFRS			**18 082 $**			17 300 $

1) Nos facilités de crédit de la société mère totalisant 1,75 milliard $ complètent notre programme de papier commercial.

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 2020 :

(EN MILLIONS)	2021	2022	2023	2024	2025	Par la suite	Total
Remboursements de capital des emprunts[1]							
Billets à moyen terme[2]	— $	— $	— $	— $	314 $	1 826 $	2 140 $
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit	48	30	100	—	—	—	178
Hydroélectricité	—	210	487	81	328	1 826	2 932
Énergie éolienne	—	9	184	—	—	503	696
Énergie solaire	—	—	207	—	5	416	628
Transaction énergétique	62	—	54	—	152	—	268
	110	249	1 032	81	485	2 745	4 702
Amortissement des remboursements de capital des emprunts							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	122	99	92	98	92	586	1 089
Énergie éolienne	161	167	169	175	166	960	1 798
Énergie solaire	129	123	122	130	134	1 238	1 876
Transaction énergétique	50	46	49	34	28	389	596
	462	435	432	437	420	3 173	5 359
Total	572 $	684 $	1 464 $	518 $	1 219 $	7 744 $	12 201 $
Intérêts à payer[1, 3]							
Emprunts de la société mère[1]	83 $	83 $	83 $	83 $	77 $	728 $	1 137 $
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité	188	171	160	145	131	546	1 341
Énergie éolienne	106	99	90	80	73	245	693
Énergie solaire	110	103	90	80	74	297	754
Transaction énergétique	24	17	17	18	13	41	130
	428	390	357	323	291	1 129	2 918
Total	511 $	473 $	440 $	406 $	368 $	1 857 $	4 055 $

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

2) Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 8 millions $ (7 millions $ en 2019), déduction faite des primes non amorties.

3) 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 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 2,15 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, mais ont toujours plutôt servi et devraient servir de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	**2020**	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation	**1 296 $**	1 554 $	1 286 $
Activités de financement	**(792)**	(402)	(684)
Activités d'investissement	**(426)**	(1 211)	(1 077)
Profit (perte) de change sur la trésorerie	**13**	(6)	(22)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**91 $**	(65) $	(497) $

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, compte non tenu des variations des soldes du fonds de roulement, se sont établis à 1 451 millions $, par rapport à 1 607 millions $ en 2019 et à 1 380 millions $ en 2018, ce qui traduit le rendement d'exploitation solide de notre entreprise au cours des périodes.

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)	**2020**	2019	2018
Créances clients et autres actifs courants	**(2) $**	(66) $	(122) $
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	**(91)**	17	(18)
Autres actifs et passifs	**(62)**	(4)	46
	(155) $	(53) $	(94) $

Activités de financement

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 $).

Pour les exercices clos les 31 décembre 2020, 2019 et 2018, les distributions versées aux porteurs de parts se sont établies à respectivement 769 millions $, 684 millions $ et 643 millions $. Nous avons porté nos distributions à 1,16 $ par part de société en commandite (ajustées pour la distribution spéciale et le fractionnement de parts) en 2020 (1,10 $ en 2019 et 1,05 $ en 2018), soit une hausse de 5 % par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2020. Celles versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts de société en commandite privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à respectivement 628 millions $, 913 millions $ et 733 millions $.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 402 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Nous avons émis des parts privilégiées de série 15 de 175 millions $ CA au cours du premier trimestre de 2019 en vue d'optimiser notre structure de capital et d'améliorer notre situation de trésorerie et avons contracté une dette à long terme de 4,3 milliards $, y compris des financements d'un montant de 600 millions $ CA par voie d'émission d'obligations vertes de la société mère effectués au Canada, contrebalancée par des remboursements de 3,8 milliards $ réalisés au cours de l'exercice, y compris le rachat anticipé des billets à moyen terme de série 7 (450 millions $ CA) venant à échéance en 2020, portant la durée moyenne jusqu'à l'échéance des billets à moyen terme à 10 ans. Nous avons conclu la vente d'une participation additionnelle de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada au cours du premier trimestre de 2019, pour un produit de 268 millions $, afin de soutenir notre croissance et de recycler des capitaux au moyen d'occasions plus rentables. En 2019, les distributions qui ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, se chiffrant à 844 millions $, ont augmenté principalement en raison du solide rendement de nos activités en Colombie au cours de l'exercice.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 684 millions $ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Nous avions conclu la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille de certains actifs hydroélectriques au Canada au cours du quatrième trimestre de 2018, pour un produit de 300 millions $. Nous avions également émis des parts privilégiées au cours du premier trimestre de 2018, pour des produits nets de 196 millions $, en vue d'optimiser notre structure de capital et d'améliorer notre situation de trésorerie. Des distributions de 670 millions $ ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, desquelles un montant de 251 millions $ était attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 426 millions $. Nous avons investi un montant de 316 millions $ dans nos acquisitions, nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et dans d'autres investissements financiers, notamment un portefeuille d'énergie solaire en Espagne d'une puissance de 100 MW, la deuxième tranche de titres convertibles dans TransAlta et un portefeuille de prêts garanti 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 continu dans nos immobilisations corporelles, y compris la construction 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 $.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 1 211 millions $. Au cours du quatrième trimestre de 2019, nous avons investi un montant de 144 millions $ dans nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, notamment dans la création d'une coentreprise à parts égales visant X-Elio. Cet investissement a été en partie financé par le produit tiré de la vente conclue de cinq projets sur les six qui composaient le portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud ainsi que d'actifs éoliens en Europe d'une puissance de 191 MW. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles a atteint 460 millions $. La trésorerie affectée à l'acquisition d'un portefeuille d'énergie éolienne en Inde d'une puissance de 210 MW, une centrale d'énergie éolienne en Chine d'une puissance de 200 MW et une centrale de production d'énergie solaire décentralisée aux États-Unis d'une puissance de 320 MW a totalisé 983 millions $, déduction faite de la trésorerie acquise.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 1 077 millions $. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 271 millions $. La trésorerie affectée à l'acquisition de Saeta, société espagnole de production d'énergie renouvelable qui détenait alors des centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de plus de 1 000 MW, d'un portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW et d'un portefeuille d'énergie éolienne en Irlande d'une puissance de 23 MW au cours du quatrième trimestre de 2018 avait totalisé 970 millions $, déduction faite de la trésorerie acquise.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	2020	2019
Actions privilégiées de catégorie A[1]	**31 035 967**	31 035 967
Parts privilégiées[2]		
Solde au début de l'exercice	**44 885 496**	37 885 496
Émission	**8 000 000**	7 000 000
Solde à la fin de l'exercice	**52 885 496**	44 885 496
Participation de commandité[3]	**3 977 260**	3 977 260
Parts de société en commandite rachetables/échangeables[3]	**194 487 939**	194 487 939
Actions échangeables de BEPC[3]	**172 180 417**	—
Parts de société en commandite[3]		
Solde au début de l'exercice	**268 466 704**	268 231 810
Émises après la fusion avec TerraForm Power	**6 051 704**	—
Régime de réinvestissement des distributions	**182 965**	264 894
Échangées contre des actions échangeables de catégorie A de BEPC	**136 517**	—
Rachat pour annulation	**—**	(30 000)
Solde à la fin de l'exercice	**274 837 890**	268 466 704
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral[4]	**641 506 246**	462 954 643

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 : 2 885 496 parts privilégiées de série 5 sont en circulation; 7 000 000 de parts privilégiées de série 7 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 8 à partir du 31 janvier 2021); 8 000 000 de parts privilégiées de série 9 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 10 à partir du 31 juillet 2021); 10 000 000 de parts privilégiées de série 11 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 12 à partir du 30 avril 2022); 10 000 000 de parts privilégiées de série 13 sont en circulation (convertibles en parts privilégiées de série 14 à partir du 30 avril 2023); 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), et 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 sont en circulation.

3) Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

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)	**2020**	2019	2018	**2020**	2019	2018
Actions privilégiées de catégorie A	**25 $**	26 $	26 $	**25 $**	26 $	26 $
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	**54 $**	44 $	38 $	**52 $**	43 $	37 $
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	**551 $**	844 $	664 $	**551 $**	844 $	670 $
Participation de commandité et distributions incitatives	**70 $**	55 $	45 $	**70 $**	54 $	44 $
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	**250 $**	268 $	255 $	**250 $**	267 $	254 $
Actions échangeables de BEPC	**116 $**	— $	— $	**100 $**	— $	— $
Parts de société en commandite	**349 $**	370 $	355 $	**349 $**	363 $	345 $

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 2016	0,06 $	7 %	0,95 $	Mars 2016
Février 2017	0,05 $	5 %	1,00 $	Mars 2017
Février 2018	0,05 $	5 %	1,05 $	Mars 2018
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

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

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 2020, les lettres de crédit émises totalisaient 716 millions $ (718 millions $ en 2019).

À la suite d'un jugement sommaire défavorable rendu dans le cadre d'un litige relatif à un ancien différend contractuel touchant sa filiale TerraForm Power, où le tribunal a accordé aux demandeurs un montant d'environ 231 millions $, plus les intérêts courus depuis mai 2016 à un taux annuel non composé de 9 % prévu par la loi applicable dans l'État de New York, Énergie Brookfield a déposé auprès de la Cour un cautionnement pour le montant à payer, plus les intérêts courus de 9 % depuis une année sur ce montant. Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés annuels audités pour de plus amples renseignements. Se reporter également à la rubrique 3.D, « Facteurs de risque — Risques relatifs à nos activités et au secteur de l'énergie renouvelable — Nous sommes parties à un litige et à d'autres différends et pourrions faire l'objet d'investigations réglementaires et gouvernementales » et la rubrique 4.B « Aperçu des activités – Instances gouvernementales, poursuites et arbitrage — Réclamation liée à l'acquisition de First Wind par TerraForm Power » de notre formulaire 20-F pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019	2018
Information sur l'exploitation :			
Puissance (MW)	**18 844**	18 883	17 419
Production totale (GWh)			
Production moyenne à long terme	**57 457**	53 926	51 971
Production réelle	**52 782**	52 560	52 056
Production au prorata (GWh)			
Production moyenne à long terme	**27 998**	26 189	25 844
Production réelle	**26 052**	26 038	25 753
Produits moyens ($ par MWh)	**81**	78	75
Informations financières supplémentaires :			
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(304) $**	(103) $	80 $
Résultat de base par part de société en commandite[1, 2]	**(0,61)**	(0,26)	0,07
BAIIA ajusté consolidé[3]	**2 762**	2 893	2 670
BAIIA ajusté au prorata[3]	**1 614**	1 444	1 323
Fonds provenant des activités[3]	**807**	761	676
Fonds provenant des activités par part[1, 3, 4]	**1,32**	1,30	1,15
Distribution par part de société en commandite[1]	**1,16**	1,10	1,05

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**2020**	2019	2018
Immobilisations corporelles à la juste valeur	**44 590 $**	41 055 $	38 177 $
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	**971**	937	684
Total de l'actif	**49 722**	46 196	43 508
Total des emprunts	**18 082**	17 300	16 546
Passifs d'impôt différé	**5 515**	4 855	4 355
Autres passifs	**4 358**	3 561	3 205
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	**11 100**	11 086	10 289
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**56**	68	67
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**2 721**	3 317	3 266
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation	**2 408**	—	—
Actions privilégiées	**609**	597	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	**1 028**	833	707
Capitaux propres des commanditaires	**3 845**	4 579	4 505
Total du passif et des capitaux propres	**49 722**	46 196	43 508
Ratio d'endettement (valeur de marché)[5]	**27 %**	34 %	34 %

1) Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le nombre total moyen de parts de société en commandite s'est établi à 271,1 millions (268,3 millions en 2019, 270,4 millions en 2018, 260,2 millions en 2017 et 234,6 millions en 2016).

3) 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 ».

4) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le nombre total moyen de parts s'est établi à 609,5 millions (583,5 millions en 2019, 585,6 millions en 2018, 575,4 millions en 2017 et 549,8 millions en 2016), ce qui comprend les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité.

5) Repose sur la valeur de marché des actions privilégiées, 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 :

	2020				2019			
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	**T4**	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT	14 333	13 446	15 527	14 151	13 850	12 332	14 252	13 493
Production totale (GWh) – réelle	13 247	12 007	13 264	14 264	12 465	11 089	14 881	14 125
Production au prorata (GWh) – MLT	7 354	6 618	7 309	6 717	6 561	5 821	7 109	6 698
Production au prorata (GWh) – réelle	6 583	5 753	6 552	7 164	5 977	5 213	7 602	7 246
Produits	**952 $**	**867 $**	**942 $**	**1 049 $**	**965 $**	**897 $**	**1 051 $**	**1 058 $**
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(120)**	**(162)**	**(23)**	**1**	**(74)**	**(58)**	**21**	**8**
Résultat de base par part de société en commandite[1]	**(0,22)**	**(0,29)**	**(0,07)**	**(0,03)**	**(0,15)**	**(0,12)**	**0,02**	**(0,01)**
BAIIA ajusté consolidé	717	611	677	757	727	649	770	777
BAIIA ajusté au prorata	456	371	396	391	348	301	400	395
Fonds provenant des activités	201	157	232	217	171	133	230	227
Fonds provenant des activités par part[1]	0,31	0,25	0,40	0,37	0,29	0,23	0,39	0,39
Distribution par part de société en commandite[1]	0,29	0,29	0,29	0,29	0,275	0,275	0,275	0,275

1) Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.

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		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2020	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019	**2020**	2019
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	**2 514**	2 858	**2 912**	2 912	**182 $**	205 $	**104 $**	130 $	**67 $**	93 $	**4 $**	3 $
Brésil	**849**	817	**1 007**	1 009	**39**	61	**63**	37	**58**	31	**58**	4
Colombie	**966**	749	**977**	968	**57**	63	**38**	37	**23**	26	**21**	16
	4 329	4 424	**4 896**	4 889	**278**	329	**205**	204	**148**	150	**83**	23
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	**1 132**	779	**1 349**	934	**90**	56	**58**	43	**39**	31	**36**	(28)
Europe	**338**	241	**357**	267	**41**	24	**51**	17	**45**	10	**13**	7
Brésil	**143**	176	**169**	172	**6**	10	**6**	8	**4**	5	**2**	(2)
Asie	**123**	107	**104**	104	**8**	7	**8**	6	**5**	2	**(1)**	4
	1 736	1 303	**1 979**	1 477	**145**	97	**123**	74	**93**	48	**50**	(19)
Énergie solaire	**303**	139	**339**	139	**77**	26	**84**	29	**52**	16	**34**	(23)
Transition énergétique[1]	**215**	111	**140**	56	**54**	33	**39**	22	**28**	16	**15**	8
Siège social	**—**	—	**—**	—	**—**	—	**5**	19	**(120)**	(59)	**(302)**	(63)
Total	**6 583**	5 977	**7 354**	6 561	**554 $**	485 $	**456 $**	348 $	**201 $**	171 $	**(120) $**	(74) $

1) La production réelle tient compte de 98 GWh (66 GWh en 2019) provenant de centrales qui n'ont pas de moyenne à long terme correspondante. Se reporter à la « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes » pour de plus amples renseignements sur la raison pour laquelle nous ne comptabilisons pas la moyenne à long terme de certaines centrales.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, les fonds provenant des activités ont totalisé 201 millions $ par rapport à 171 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont augmenté de 30 millions $ en raison des apports de la croissance, attribuable principalement à la fusion de TerraForm Power, de la grande disponibilité des actifs et des marges plus élevées découlant des mesures de réduction des coûts.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 31 décembre 2020 :

	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS[1]
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits	182 $	39 $	57 $	90 $	41 $	6 $	8 $	77 $	54 $	— $	554 $	(18) $	416 $	952 $
Autres produits	13	38	2	4	21	1	(1)	32	5	13	128	(27)	(24)	77
Coûts d'exploitation directs	(91)	(14)	(21)	(36)	(11)	(1)	1	(25)	(20)	(8)	(226)	9	(140)	(357)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—		—	36	9	45
BAIIA ajusté	104	63	38	58	51	6	8	84	39	5	456	—	261	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(85)	(85)	—	1	(84)
Charge d'intérêts	(40)	(2)	(8)	(19)	(4)	(2)	(2)	(31)	(10)	(20)	(138)	6	(111)	(243)
Impôt exigible	3	(3)	(7)	—	(2)	—	(1)	(1)	(1)	—	(12)	2	(27)	(37)
Distributions attribuables aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(14)	(14)	—	—	(14)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(6)	(6)	—	—	(6)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(8)	(4)	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(120)	(120)
Fonds provenant des activités	67	58	23	39	45	4	5	52	28	(120)	201	—	—	
Charge d'amortissement	(69)	(14)	(5)	(48)	(29)	(4)	(3)	(28)	(14)	(2)	(216)	1	(122)	(337)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	(8)	(4)	(2)	15	(5)	(1)	(1)	5	(7)	6	(2)	1	116	115
Recouvrement (charge) d'impôt différé	38	4	2	22	4	—	1	16	8	50	145	(4)	44	185
Divers	(24)	14	3	8	(2)	3	(3)	(11)	—	(236)	(248)	9	(68)	(307)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(7)	5	(2)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25	25
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	4 $	58 $	21 $	36 $	13 $	2 $	(1) $	34 $	15 $	(302) $	(120) $	— $	— $	(120) $

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 31 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 95 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 parts de société en commandite et aux actions échangeables de BEPC. Le total du résultat net comprend les montants attribuables aux porteurs de parts, aux participations ne donnant pas le contrôle, aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées et aux actions privilégiées.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 :

	Attribuable aux porteurs de parts											Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS[1]
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Transition énergétique	Siège social	Total			
Produits	205 $	61 $	63 $	56 $	24 $	10 $	7 $	26 $	33 $	— $	485 $	(19) $	499 $	965 $
Autres produits	1	(1)	—	—	1	—	—	11	2	25	39	(8)	(3)	28
Coûts d'exploitation directs	(76)	(23)	(26)	(13)	(8)	(2)	(1)	(8)	(13)	(6)	(176)	8	(158)	(326)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	19	10	29
BAIIA ajusté	130	37	37	43	17	8	6	29	22	19	348	—	348	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	(6)	(44)
Charge d'intérêts	(37)	(4)	(9)	(15)	(5)	(3)	(3)	(13)	(5)	(22)	(116)	3	(142)	(255)
Impôt exigible	—	(2)	(2)	3	(2)	—	(1)	—	(1)	—	(5)	2	(17)	(20)
Distributions attribuables aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(11)	(11)	—	—	(11)
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(7)	(7)	—	—	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(5)	(3)	(8)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(180)	(180)
Fonds provenant des activités	93	31	26	31	10	5	2	16	16	(59)	171	—	—	
Charge d'amortissement	(59)	(18)	(6)	(32)	(13)	(5)	(3)	(22)	(6)	(2)	(166)	3	(184)	(347)
Profit (perte) de change et sur les instruments financiers	11	(6)	(3)	(2)	9	(3)	1	2	(2)	7	14	(3)	28	39
Recouvrement (charge) d'impôt différé	(12)	1	1	(1)	8	—	2	—	—	24	23	—	8	31
Divers	(30)	(4)	(2)	(24)	(7)	1	2	(19)	—	(33)	(116)	9	(62)	(169)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(9)	(4)	(13)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	214	214
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	3 $	4 $	16 $	(28) $	7 $	(2) $	4 $	(23) $	8 $	(63) $	(74) $	— $	— $	(74) $

1) La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 8 millions $ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 34 millions $ est composée 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 le rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS et des mesures conformes aux IFRS les plus semblables. Le résultat net attribuable aux porteurs de parts fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités et du BAIIA ajusté au prorata, et le BAIIA ajusté consolidé pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	**2020**	2019
Résultat net attribuable aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires	**(61) $**	(51) $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	**16**	14
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	**(44)**	(37)
Actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation	**(31)**	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(120) $**	(74) $
Ajusté en fonction de la quote-part des éléments suivants :		
Charge d'amortissement	**216**	166
Perte (profit) de change et sur les instruments financiers	**2**	(14)
Recouvrement d'impôt différé	**(145)**	(23)
Divers	**248**	116
Fonds provenant des activités	**201 $**	171 $
Distributions attribuables aux éléments suivants :		
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	**14**	11
Actions privilégiées	**6**	7
Impôt exigible	**12**	5
Charge d'intérêts	**138**	116
Coûts de service de gestion	**85**	38
BAIIA ajusté au prorata	**456 $**	348 $
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**261**	348
BAIIA ajusté consolidé	**717 $**	696 $

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 :

	2020	2019
Perte de base par part de société en commandite[1, 2]	**(0,22) $**	(0,15) $
Charge d'amortissement	**0,33**	0,28
Perte de change et sur les instruments financiers	**—**	(0,02)
Charge d'impôt différé	**(0,22)**	(0,04)
Divers	**0,42**	0,22
Fonds provenant des activités par part[1, 3]	**0,31 $**	0,29 $

1) Ajusté pour refléter le fractionnement de parts à raison de trois pour deux en vigueur le 11 décembre 2020.
2) Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 274,8 millions (268,4 millions en 2019).
3) Pour le trimestre clos le 31 décembre 2020, le nombre moyen de parts s'est établi à 645,5 millions (583,6 millions en 2019), 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 à court terme des prix de l'électricité. – Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation. – Au 31 décembre 2020, environ 84 % de la production au prorata pour 2021 (95 % de la production visée par contrat pour 2020 en 2019) faisait l'objet de conventions d'achat d'électricité et de contrats financiers à court et long terme, compte non tenu de la production du Brésil et de la Colombie. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».
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. – 40 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l'euro, soit 30 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change. – 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 les indexations sur l'inflation annuelles de nos conventions d'achat d'électricité.

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
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 à un taux fixe grâce à des instruments financiers liés aux taux d'intérêt afin de réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt. – Conclure des contrats sur taux d'intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance. – Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 9 % 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 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 2020, 84 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient à court terme (72 % en 2019).

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
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 et verser des dividendes et 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 2020, les liquidités disponibles s'élevaient à 3,3 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 pour 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 au secteur de l'énergie renouvelable

Des changements dans l'hydrologie à nos installations hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans l'éclairement énergétique à nos installations d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison notamment des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos installations pourraient occasionner un changement défavorable dans le volume de l'électricité produite.

Les produits dégagés par nos installations 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 installations de production devaient faire face à une inondation, des conditions météorologiques extrêmes (y compris des tempêtes de vent ou des sécheresses), des incendies et des catastrophes naturelles, ou si des conditions géologiques inattendues ou d'autres conditions physiques défavorables devaient se manifester à nos installations 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 dépendent lourdement 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 de la question de savoir si le régime des vents observé est compatible avec les hypothèses formulées durant la phase de développement du projet ou au moment de l'acquisition du projet en question. De même, les projections de ressources solaires dépendent d'hypothèses portant sur les régimes climatiques, l'ombrage et l'éclairement énergétique, lesquelles sont intrinsèquement incertaines et pourraient ne pas correspondre aux conditions réelles sur place. Une baisse soutenue du débit d'eau à nos installations hydroélectriques ou dans le régime des vents de nos installations d'énergie éolienne ou encore dans l'éclairement énergétique à nos installations d'énergie solaire pourrait occasionner un changement défavorable dans le volume d'électricité produite, 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 installations 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 des de nos produits dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés au sein desquels nous exerçons nos activités. Les prix de gros de l'électricité sont influencés par un certain nombre de facteurs, dont le prix des combustibles (p. ex., le gaz naturel) qui sont utilisés pour produire de l'électricité; 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 polluantes, dont le coût de l'émission de dioxyde de carbone; la structure du marché de l'électricité; et les conditions météorologiques (comme les températures extrêmement chaudes ou froides) qui influent sur la charge électrique.

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, et du point de vue de l'offre, des incertitudes subsistent quant à la planification des mises hors service de centrales électriques, en partie motivée par les réglementations environnementales, 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 le marché de l'énergie en général, y compris le marché de l'énergie non renouvelable, produise 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 CAE 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 installations d'énergie renouvelable dans certains territoires pourrait limiter notre capacité à négocier des modalités favorables aux termes de nouvelles CAE ou de CAE 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 que nous recevons actuellement. 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.

Les progrès de la technologie pourraient réduire ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets.

La technologie associée à la production d'électricité de sources renouvelables et aux méthodes traditionnelles de production d'électricité est en progrès constant, de sorte que les coûts de production de l'électricité baissent graduellement. Si les progrès technologiques continuent à réduire les coûts de production de l'électricité, l'avantage concurrentiel de nos projets actuels pourrait s'en trouver considérablement réduit, voire éliminé, et nos actifs, notre passif, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie pourraient en souffrir considérablement.

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

Au 31 décembre 2020, une tranche d'environ 84 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des contrats à prix fixe et à long terme conclus avec des cocontractants solvables au cours des cinq prochaines années. En 2019 et en 2020, environ 90 % de notre production (sur une base proportionnelle) était visée par des engagements contractuels. La partie de notre portefeuille qui n'est pas visée par des engagements contractuels pourrait augmenter graduellement au fil du temps. Nous pouvons vendre à l'occasion de l'électricité en provenance de notre production non visée par des engagements contractuels sur le marché au comptant ou d'autres marchés de l'électricité concurrentiels. Pour ce qui est de ces opérations, le taux de rendement sur nos dépenses en immobilisations 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 peuvent connaître de fortes fluctuations pendant de courtes périodes, ce qui pourrait, dans certains cas, avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et 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 installations, la réparation de cette rupture pourrait nous forcer à engager des capitaux et d'autres ressources considérables. Comme il est noté ci-dessus, ces ruptures pourraient également endommager l'environnement ou causer un préjudice à des tiers ou au public, ce qui pourrait engager sérieusement notre responsabilité. La rupture d'un barrage à une centrale de production ou à un barrage exploité par un tiers pourrait entraîner l'adoption de nouveaux règlements dont l'application pourrait se révéler coûteuse et qui pourraient avoir une incidence sur les installations 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.

Nous pourrions être exposés à des cas de force majeure.

La survenance d'un événement important qui entrave la capacité de nos actifs de production de produire ou de vendre de l'électricité pendant une période prolongée, y compris les situations qui empêchent les clients d'acheter de l'électricité, pourrait nuire considérablement à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie. De plus, les cas de force majeure touchant nos actifs pourraient endommager l'environnement ou causer un préjudice à des tiers ou au public, ce qui pourrait nous soumettre à une lourde responsabilité. Nos actifs de production pourraient être exposés à des conditions météorologiques particulièrement mauvaises, à des catastrophes naturelles, à des épidémies et à ses désastres potentiels. Un assaut ou un acte malveillant de destruction, des cyberattaques, du sabotage ou un acte de terrorisme perpétré à l'endroit de nos actifs de production pourrait également entraver notre capacité de produire ou de vendre de l'électricité. Dans certains cas, il se peut que certains événements ne dispensent pas Énergie Brookfield d'exécuter ses obligations conformément aux ententes avec des tiers et, par conséquent, ils pourraient exposer Énergie Brookfield à des responsabilités. En outre, certains de nos actifs de production sont situés dans des endroits éloignés, ce qui pourrait rendre l'accès difficile pour la réparation des dommages.

L'évolution de la pandémie de COVID-19 pourrait nuire à nos activités

La propagation rapide du virus de la COVID-19, dont l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré le 11 mars 2020 qu'elle constituait une pandémie, et les mesures prises à l'échelle mondiale en réponse à la COVID-19, ont perturbé de manière importante les activités commerciales internationales. La pandémie de COVID-19 a amené les gouvernements du monde entier à mettre en place des mesures strictes afin de contenir la propagation du virus, notamment des quarantaines, des protocoles de distanciation sociale, des ordres de « refuge sur place » et de « rester chez soi », des restrictions de voyage, des réductions des activités des entreprises et la fermeture des écoles. Les gouvernements et les banques centrales du monde entier sont intervenus notamment en mettant en place des mesures de relance financières et fiscales afin de contrer les effets de la pandémie de COVID-19; toutefois, la portée globale et l'efficacité à long terme de ces mesures demeurent incertaines. Qui plus est, nos activités dépendent, dans une certaine mesure, de la libre circulation des biens, des services et des capitaux partout dans le monde, circulation qui a été considérablement restreinte en raison de la COVID-19. Nous avons mis en œuvre un plan d'intervention pour assurer le maintien de nos activités malgré l'éclosion du virus, y compris des mesures de sécurité supplémentaires visant notre personnel et des plans d'urgence

visant nos installations. Toutefois, nous pourrions subir dans l'avenir des répercussions directes ou indirectes de la pandémie, y compris des retards dans les projets d'aménagement ou de construction dans le cadre de nos activités, et subir un certain risque que nos cocontractants ne puissent pas respecter leurs obligations.

À la différence de bon nombre d'autres entreprises, à ce jour, nous n'avons pas subi d'impact important sur nos activités, notre situation financière, nos flux de trésorerie ou notre rendement financier. Compte tenu de la nature continue et dynamique des circonstances entourant la pandémie de COVID-19, il est difficile de prévoir l'importance de l'impact de la COVID-19, y compris des mesures prises pour y faire face, sur l'économie mondiale et sur nos activités, ou de connaître la durée probable des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des développements futurs, qui sont très incertains, évoluent rapidement et sont difficiles à prédire, y compris les nouvelles informations qui deviennent disponibles concernant la gravité de la COVID-19 et les mesures additionnelles qui peuvent être prises pour contenir la propagation de la COVID-19 ou traiter ses effets, comme la remise en place de mesures précédemment levées ou la mise en place de restrictions supplémentaires ainsi que le rythme, la disponibilité, la distribution et l'acceptation de vaccins efficaces. Ces développements pourraient avoir un effet défavorable sur nos actifs, nos passifs, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie.

Nous sommes assujettis au risque de change, ce qui peut nuire au rendement de nos activités, et notre capacité de gérer ces risques dépend, en partie, de notre capacité à mettre à exécution une stratégie de couverture efficace.

Une partie importante de nos activités actuelles sont exercées dans des pays où le dollar américain n'est pas la monnaie fonctionnelle. Les entreprises concernées versent des distributions dans d'autres monnaies que le dollar américain, que nous devons convertir en dollars américains avant le versement de ces distributions. Une dépréciation considérable de ces devises, des mesures pouvant être introduites par des gouvernements étrangers pour maîtriser l'inflation ou la déflation, le taux de change ou le contrôle des exportations pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos flux de trésorerie. Dans le cadre de notre exposition aux risques de change, nous utilisons des contrats de change à terme et d'autres stratégies pour minimiser le risque de change et rien ne garantit que ces stratégies seront couronnées de succès.

Les risques liés à la commercialisation de l'énergie peuvent avoir une incidence défavorable importante sur nos activités.

Nos activités de commercialisation de l'énergie comprennent l'établissement de positions de négociation dans les marchés de l'énergie en 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 positions de négociation 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 avoir un effet défavorable important sur 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 généraux liés au secteur.

Actuellement, nous exerçons nos activités dans les marchés de l'électricité en Amérique du Nord, au Brésil, en Colombie, 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.

Si, pour quelque raison que ce soit, l'un des acheteurs d'électricité aux termes de nos CAE, y compris Brookfield, ne peut ou ne veut pas respecter ses obligations contractuelles dans le cadre de la CAE concernée ou encore qu'il refuse d'accepter la livraison d'électricité conformément à la CAE concernée, nos actifs, notre passif, 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. Des événements extérieurs, comme un ralentissement important de l'économie, pourraient réduire la capacité de certaines contreparties aux CAE ou de certains clients à payer pour l'électricité reçue. En outre, l'exécution inadéquate par les contreparties de contrats d'exploitation et d'entretien relatifs à certains de nos actifs et investissements pourrait augmenter le risque de défaillances opérationnelles ou mécaniques à ces installations.

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

Notre entreprise est titulaire de la technologie de l'information. En outre, nos activités dépendent 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 altérer 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, 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, 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 est assujettie à différents risques liés à l'état des marchés financiers.

Nous nous attendons à ce que les acquisitions futures, l'aménagement et la construction de nouvelles installations et autres dépenses en immobilisations soient financées directement à partir de l'encaisse générée par nos activités, la récupération de capital, des dettes et d'éventuelles émissions de titres de capitaux propres. La totalité de notre structure organisationnelle fait appel à des dettes qui devront être remplacées à l'occasion : BEP, BRELP et les entités de portefeuille ont des dettes d'entreprise, et bon nombre d'entités en exploitation ont des dettes associées à des projets assorties de recours limités (lesquelles sont sans recours envers BEP). 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 existantes dépendent, notamment, 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, du niveau des taux d'intérêt futurs et de l'évaluation, par les prêteurs et investisseurs, de notre risque lié au crédit, des conditions des marchés financiers ainsi que de l'intérêt des investisseurs à l'égard de placements 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, les 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 réunir du capital et du financement 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 en immobilisations nécessaires pour la construction de nouvelles installations ou l'entretien des installations existantes sera compromise et, de ce fait, notre entreprise, notre situation financière, nos résultats d'exploitation et nos perspectives pourraient en subir les contrecoups.

Nous sommes assujettis à des restrictions opérationnelles et financières en raison de nos engagements que renferment certains de nos contrats de prêt et accords de sûreté.

Énergie Brookfield est assujettie à des restrictions opérationnelles et financières en raison des engagements que renferment nos contrats de prêt, de paiement et de sûreté. Ces restrictions nous interdisent d'effectuer, notamment, les opérations suivantes, ou limitent notre capacité de le faire : contracter des dettes supplémentaires, fournir des cautionnements pour une dette, accorder des priorités ou hypothèques mobilières ou légales, disposer d'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 d'entreprise de notre groupe limite notre endettement global à un pourcentage de notre structure du capital totale, une restriction qui pourrait limiter notre capacité d'obtenir du financement supplémentaire, de résister à une baisse de nos affaires et de tirer parti d'occasions d'affaires et 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 un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant plus de clauses restrictives, 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 pourrait avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur 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 nos filiales d'exploitation 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 avoir une incidence défavorable sur notre situation financière et sur 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 opérations 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 qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et croissants, avec pour objectif d'obtenir à long terme des rendements appropriés redressés 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 opérations 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 développer 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 significative du prix d'achat ou nous empêcher de procéder à une acquisition. Nous pourrions aussi rejeter des occasions qui, d'après nous, ne respectent pas nos critères de placement et que nos concurrents pourraient décider de saisir. De plus, nos initiatives de croissance pourraient être assujetties à un certain nombre de conditions de clôture, notamment, selon le cas, les consentements de tierce partie, les 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 contrôle. Si la totalité ou certaines de nos initiatives de croissance ne peuvent être réalisées selon les modalités convenues, nous pourrions devoir reporter certaines acquisitions ou y renoncer dans leur ensemble. Si ces initiatives génèrent des rendements inférieurs aux prévisions, nous pourrions également ne pas en être en mesure d'atteindre nos objectifs en matière de croissance de nos distributions, et il est possible que la valeur marchande de nos parts baisse.

La réalisation de nouvelles acquisitions peut considérablement augmenter l'ampleur et la portée de nos activités, y compris les activités dans de nouvelles zones géographiques et de nouveaux secteurs de l'industrie, et les fournisseurs de services pourraient 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 nous. Les acquisitions peuvent augmenter l'ampleur, la portée et la diversité des entreprises en exploitation de notre société. Nous dépendons de la diligence et de la compétence des spécialistes de Brookfield et de nos spécialistes pour assurer une gestion efficace d'Énergie Brookfield, y compris pour intégrer les entreprises acquises à nos activités actuelles. Ces personnes pourraient avoir de la difficulté à gérer les entreprises acquises additionnelles et pourraient avoir d'autres responsabilités à assumer au sein des activités de gestion d'actifs de Brookfield. Une gestion et une intégration inefficaces de ces entreprises acquises pourraient avoir une incidence défavorable sur notre entreprise actuelle, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les acquisitions futures entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable importante sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la difficulté d'intégrer les activités acquises et le 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 (se reporter à la rubrique 4.B « Aperçu des activités —Instances gouvernementales, poursuites et arbitrage — Réclamation liée à l'acquisition de First Wind par TerraForm Power ».; 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 l'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 avoir des conséquences défavorables notre entreprise, 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 la valeur marchande de nos titres pourrait chuter.

Plusieurs facteurs peuvent influer sur notre capacité de développer les sites existants, de rééquiper les projets existants et de trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets d'énergie.

Notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets dépend 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 dépend habituellement de 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 appropriée, 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 CAE 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. Si l'un des éléments précités n'est pas réalisé, le développement et la construction d'un projet peuvent être entravés. En pareil cas, nous pourrions perdre tous nos investissements dans les frais de développement et devoir radier les actifs liés au développement de projets.

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.

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 partenaires de coentreprise.

Notre capacité à développer un projet fructueux sur le plan économique dépend, qu'il s'agisse d'un nouveau projet ou d'un projet de rééquipement, notamment, de notre aptitude à construire un projet particulier dans les délais requis et selon le budget. La construction et l'aménagement d'installations 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, notamment, 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 du montant total des coûts de construction du projet en raison d'une augmentation des charges d'intérêt capitalisées ainsi que des frais de main-d'œuvre additionnels et autres frais, 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'omission d'atteindre les niveaux de production convenus. Ces hausses pourraient également entraîner l'incapacité de respecter les obligations accrues en matière de versement d'intérêt et de remboursement de capital par suite de la hausse de la dette. 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.

De plus, nous concluons 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 où nous avons des projets d'énergie nouveaux, 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.

Une partie importante de nos activités actuelles et des actifs connexes sont assujettis à des lois et à des règlements étrangers et nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés qui sont assujettis à des lois ou règlements étrangers dont l'application est plus onéreuse ou incertaine que celle des lois et règlements auxquels nous sommes actuellement assujettis.

Une partie importante de nos activités actuelles et des actifs connexes se trouvent au Brésil, en Colombie, en Europe et en Asie et nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés étrangers qui sont régis par des gouvernements et des autorités de réglementation à l'étranger et assujettis à des lois étrangères. Les lois ou règlements étrangers peuvent ne pas prévoir le même type de certitude juridique et de droits prévus par la loi relativement à leurs liens contractuels dans de tels pays, que ceux accordés aux projets, par exemple aux États-Unis, ce qui pourrait nuire à leur capacité de générer des produits ou de faire valoir leurs droits à l'égard de leurs activités à l'étranger. En outre, les lois et règlements de certains pays peuvent limiter notre capacité de détenir une participation majoritaire dans certains projets que nous pourrions développer ou acquérir, limitant ainsi notre capacité de contrôler le développement, la construction et l'exploitation de ces projets. Toutes les activités existantes ou nouvelles peuvent être soumises à d'importants risques politiques, économiques et financiers, qui varient selon les pays, et peuvent comprendre les éléments suivants : i) des changements dans les politiques, y compris les politiques protectionnistes, ou les membres du gouvernement; ii) des changements dans la conjoncture générale; iii) des restrictions quant au transfert ou à la conversion des devises; iv) des changements dans les relations de travail; v) une instabilité politique et de l'agitation civile; vi) des changements réglementaires ou autres sur le marché local de l'électricité; vii) des marchés financiers moins développés ou moins efficients qu'en Amérique du Nord; viii) l'absence de normes, de pratiques et d'exigences uniformes en matière d'information financière d'audit et de comptabilité; ix) moins de supervision et de réglementation gouvernementale; x) un environnement juridique ou réglementaire moins élaboré; xi) une exposition accrue au risque de corruption; xii) une hostilité politique envers les placements faits par des investisseurs étrangers; xiii) une moins grande disponibilité des renseignements pour le public à l'égard des entreprises; xiv) l'incidence négative de taux d'inflation plus élevés ou moins élevés; xv) des coûts de transaction plus élevés; xvi) les difficultés à faire respecter des obligations contractuelles, la violation ou la répudiation d'engagements contractuels importants par les entités gouvernementales, ainsi que l'expropriation et la confiscation d'actifs ou d'installations pour un montant inférieur à leur juste valeur marchande; et xvii) une protection restreinte pour les investisseurs.

Autres risques liés à Énergie Brookfield

Nous ne sommes pas, et n'avons pas l'intention de devenir, réglementés à titre de société de placement en vertu de la Loi de 1940 (et de lois similaires dans d'autres territoires) et, si nous étions réputés une « société de placement » (*investment company*) en vertu de la Loi de 1940, des restrictions applicables pourraient nous empêcher de poursuivre nos activités tel que prévu.

La Loi de 1940 (et des lois similaires dans d'autres territoires) prévoit certaines protections pour les investisseurs et impose certaines restrictions aux sociétés qui doivent être réglementées à titre de sociétés de placement. Entre autres, ces règles limitent ou interdisent les opérations avec des sociétés membres du même groupe, prévoient des limitations sur l'émission de titres de créance et de titres de capitaux propres et imposent certaines exigences en matière de gouvernance. Nous ne sommes pas et nous n'avons pas l'intention de devenir réglementés à titre de société de placement; nous avons l'intention de poursuivre nos activités de manière à ne pas être réputés constituer une société de placement en vertu de la Loi de 1940 (et de lois similaires dans d'autres territoires). Afin de faire en sorte que nous ne soyons pas considérés comme une société de placement, il est possible que nous devions restreindre ou limiter de manière considérable l'étendue de nos activités ou de nos plans. Les types d'acquisitions que nous pouvons et pourrons réaliser seront limités, et nous pourrions devoir modifier notre structure organisationnelle ou disposer d'actifs dont nous ne disposerions pas autrement. De plus, si, par suite d'un événement quelconque, nous étions réputés constituer une société de placement en vertu de la Loi de 1940, il nous serait impossible de poursuivre nos activités comme il est envisagé. Le cas échéant, les conventions et les arrangements conclus entre Énergie Brookfield et Brookfield seraient compromis, la nature et le nombre d'acquisitions que nous serions en mesure de réaliser pour notre compte seraient limités et nos activités, notre situation financière ainsi que nos résultats d'exploitation seraient grandement compromis. Par conséquent, nous serions tenus de prendre des mesures extraordinaires afin de redresser la situation, telles que modifier ou résilier la convention-cadre de services, restructurer Énergie Brookfield et nos filiales d'exploitation, modifier nos documents constitutifs ou liquider BEP, n'importe lequel de ces événements pouvant avoir une incidence défavorable importante sur la valeur des parts de société en commandite.

Risques liés à notre relation avec Brookfield

Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes hautement tributaires des fournisseurs de services.

Une filiale de Brookfield Asset Management 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. Puisque le seul actif considérable de BEP est constitué des participations de société en commandite qu'elle détient dans BRELP, exception faite des droits futurs 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 dépendent 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 dépendons de la diligence, des compétences et des relations d'affaires des professionnels de Brookfield, de même que des renseignements qu'ils obtiennent et des occasions qu'ils trouvent dans le cours normal des activités. Notre succès futur dépendra du 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 d'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 avoir une incidence défavorable sur notre capacité d'atteindre 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 JUGEMENTS CRITIQUES 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 et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, du montant et du moment des frais d'exploitation et du coût en capital, et des taux d'imposition des charges d'impôt futures. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les provisions, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, 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 ». 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 ainsi qu'aux taux d'inflation et d'actualisation futurs, comme il est décrit à la note 13, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », de nos états financiers consolidés annuels audités. 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 », de nos états financiers consolidés annuels audités.

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 », de nos états financiers consolidés annuels audités 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 à 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 aux dates 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.

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 états financiers consolidés pour l'exercice considéré présentent la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield. Il faut exercer du 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* (« IFRS 3 »), et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions. La direction 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 h), « 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 2028 en Colombie, d'ici 2023 en Europe et d'ici 2024 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 », 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.

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

Aucune des nouvelles modifications apportées aux IFRS n'a eu d'incidence sur Énergie Brookfield en 2020.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

Modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 en ce qui concerne les informations à fournir

La réforme des taux interbancaires offerts (« TIO ») s'entend de la réforme à l'échelle mondiale des taux d'intérêt de référence, qui comprend le remplacement de TIO précisés par des taux de référence alternatifs. Il est actuellement prévu que le taux Secured Overnight Financing Rate (« SOFR ») remplacera le TIOL en dollars américains, que le taux Sterling Overnight Index Average (« SONIA ») remplacera le TIOL en livres sterling et que le taux en euros à court terme (« €STR ») remplacera l'EURIBOR. Énergie Brookfield a adopté le 1er octobre 2019, soit avant sa date d'entrée en vigueur obligatoire, les modifications d'IFRS 9 et d'IFRS 7 découlant de la réforme des taux d'intérêt de référence (« modifications issues de la phase I »), qui ont été publiées en septembre 2019. Les modifications issues de la phase I ont permis de dissiper les éléments d'incertitude qui auraient pu se présenter dans la préparation à la transition. Les modifications issues de la phase I ont été appliquées de manière rétrospective aux relations de couverture en vigueur au début de la période considérée ou désignées ultérieurement, et au montant cumulé dans la réserve de couverture de flux de trésorerie à cette date.

Les modifications issues de la phase I consentent une exception temporaire à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture pour les relations de couverture d'Énergie Brookfield qui sont directement touchées par la réforme des TIO, soit principalement le TIOL en dollars américains, le TIOL en livres sterling et l'EURIBOR. Grâce à cette exception, Énergie Brookfield ne devrait pas être tenue de mettre fin à des relations de couverture uniquement en raison de l'incertitude engendrée par la réforme des TIO. Au moment d'évaluer si une couverture sera hautement efficace de manière prospective, Énergie Brookfield peut supposer que les taux d'intérêt de référence liés à ses couvertures ne sont généralement pas modifiés par la réforme des TIO. Ces exceptions cessent de s'appliquer à un élément couvert ou à un instrument de couverture, le cas échéant, dès que se présente l'une ou l'autre des situations suivantes : i) l'incertitude rattachée à la réforme des TIO est levée quant à l'échéance et au montant des flux de trésorerie futurs qui sont fondés sur un taux d'intérêt de référence et ii) la relation de couverture prend fin. Les modifications issues de la phase I n'ont aucune incidence sur Énergie Brookfield puisqu'elles lui permettent de continuer d'utiliser la comptabilité de couverture pour ses relations de couverture désignées antérieurement.

Modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7, d'IFRS 4 et d'IFRS 16 en ce qui concerne les informations à fournir

Le 27 août 2020, l'IASB a publié les modifications d'IFRS 9, d'IAS 39, d'IFRS 7, d'IFRS 4 et d'IFRS 16 découlant de la réforme des taux d'intérêt de référence (les « modifications issues de la phase II »), qui entreront en vigueur le 1er janvier 2021 et dont l'adoption anticipée est permise. Les modifications issues de la phase II offrent d'autres indications pour traiter de questions qui seront soulevées pendant la transition des taux d'intérêt de référence. Les modifications issues de la phase II se rapportent principalement à la modification des actifs financiers, des passifs financiers et des obligations locatives à l'égard desquels la base de détermination des flux de trésorerie contractuels change en raison de la réforme des TIO, permettant l'application prospective du taux d'intérêt de référence applicable et le recours à la comptabilité de couverture, et introduisant par le fait même une exception selon laquelle les modifications qui doivent être apportées à la désignation formelle et à la documentation des relations de couverture pour tenir compte des changements requis en vertu de la réforme des TIO n'entraînent pas la cessation de la comptabilité de couverture ou la désignation de nouvelles relations de couverture.

Énergie Brookfield a effectué une évaluation et a mis en œuvre un plan de transition pour tenir compte des incidences et refléter les changements découlant des modifications aux modalités contractuelles des emprunts à taux variable et des swaps de taux d'intérêt indexés à des TIO et de la mise à jour des désignations de ses couvertures. L'adoption ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la présentation de l'information financière d'Énergie Brookfield.

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 2023. Énergie Brookfield évalue actuellement l'incidence de ces modifications.

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 411 milliards COP (111 millions $) en vue d'acquérir un portefeuille hydroélectrique en Colombie d'une puissance de 40 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield, avec des partenaires institutionnels, s'est engagée à investir 153 milliards COP (41 millions $) en vue d'acquérir un portefeuille de projets de développement d'énergie solaire en Colombie d'une puissance de 38 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2021, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 24 %.

Après la fin de l'exercice, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'achat d'une participation de 23 % dans Polenergia, 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 Polenergia, à un coût approximatif de 175 millions $ (coût net de 44 millions $ pour Énergie Brookfield, pour un participation de 6 %). La participation d'Énergie Brookfield dans la société, de concert avec ses partenaires institutionnels et l'actionnaire majoritaire actuel de Polenergia, devrait s'élever à 75 %.

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 donnent 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 Transition énergétique 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 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 en vertu desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines centrales de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle in fine toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 s) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2020.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

Nos activités sont segmentées par 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) transition énergétique (production décentralisée, accumulation par pompage, cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats 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 Transition énergétique d'Énergie Brookfield. Le secteur Transition énergétique 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. L'information financière des secteurs opérationnels des périodes précédentes a été retraitée pour présenter les résultats correspondant au secteur Transition énergétique.

Nous présentons donc 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 audités annuels.

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 différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

En tant qu'outil analytique, la présentation des résultats au prorata comporte des limites, notamment :

- les montants présentés dans les postes distincts sont obtenus en fonction du pourcentage global de la participation financière et ne sont pas nécessairement représentatifs du droit à l'égard des actifs et des passifs ou des produits et des charges;
- les autres sociétés n'utilisent pas nécessairement la même méthode que nous pour calculer leurs résultats au prorata.

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

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence dans ses états financiers. La présentation des actifs et des passifs ainsi que des produits et des charges ne signifie pas qu'Énergie Brookfield dispose d'un quelconque droit sur ces éléments, et le retrait des montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de ses états financiers ne porte pas atteinte aux droits d'Énergie Brookfield sur ces éléments ni n'annule son exposition à ceux-ci.

Sauf indication contraire, l'information à l'égard de la puissance en mégawatts (« MW ») attribuable aux centrales d'Énergie Brookfield, y compris les actifs en développement, est présentée sur une base consolidée, notamment aussi dans le cas des centrales dont Énergie Brookfield détient le contrôle ou 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 et aux porteurs de parts de société en commandite privilégiées 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 ne prévoyons 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 représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. 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 de la dette 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 comprennent, sans toutefois s'y limiter, la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière prévue, la future mise en service d'actifs, le portefeuille sous contrat, 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, la diversification de la base d'actionnaires, 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 dividendes et distributions futurs versés aux porteurs de parts de société en commandite et d'actions échangeables de BEPC. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront » ou « pourraient » 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 les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer, suivant des modalités semblables, les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du système d'équilibrage du MRE au Brésil ou tout changement de celui-ci; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis suivant des modalités semblables; le fait que les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail sont supérieurs aux droits qui nous sont accordés pourrait nuire à nos droits immobiliers relativement à nos installations d'énergie renouvelable éolienne et solaire; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales; notre incapacité de respecter les conditions des permis gouvernementaux ou de conserver de tel permis; les pannes d'équipement, y compris celles relatives aux éoliennes et aux panneaux solaires; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; les cas de force majeure, les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; l'évolution défavorable des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transport; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie; le non-respect par les contreparties à nos contrats de leurs obligations; le temps et l'argent consacrés à l'exécution de contrats à l'endroit de contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; les cas de fraude, de subornation ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou défaillants; l'acquisition de sociétés en difficultés financières qui pourraient nous assujettir à des risques accrus, y compris devoir engager des honoraires juridiques supplémentaires et d'autres frais; 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 conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; notre incapacité à financer nos activités en raison de la conjoncture des marchés financiers; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les ententes

relatives à nos prêts, à notre dette et à nos sûretés; la révision de nos cotes de crédit; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de nos opérations ou de nos acquisitions; notre incapacité de développer des projets nouveaux ou de trouver de nouveaux emplacements appropriés pour le développement de projets nouveaux; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques liés aux arrangements que nous concluons avec les collectivités et les entrepreneurs; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management, y compris en raison de conflits d'intérêts; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; l'instabilité politique ou les changements dans les politiques du gouvernement; les pandémies ou épidémies, y compris les risques relatifs à la pandémie mondiale de COVID-19, ainsi que le ralentissement mondial du commerce et des voyages et l'importante volatilité des marchés boursiers mondiaux qui y sont associés, ce qui pourrait entraîner une diminution des flux de trésorerie, des pertes de valeur et des réévaluations de nos placements et de nos actifs; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; les ventes et émissions futures de nos parts de BEP, parts privilégiées ou titres échangeables contre des parts de BEP, y compris contre des actions échangeables de BEPC, ou la perception de ces ventes ou de ces émissions, pourraient faire chuter le cours des parts de BEP, des parts privilégiées ou des actions échangeables de BEPC; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940*; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield Asset Management et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre manque de moyens distincts de générer des revenus; les changements dans la façon dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans notre intérêt ou de celui de nos porteurs de parts; la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus; l'impact plus vaste des changements climatiques; la défaillance de nos systèmes technologiques; le fait d'être partie à des litiges et autres différends et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; les variations du cours des parts de BEP et des actions échangeables de BEPC ainsi que les autres facteurs décrits dans notre rapport annuel sur formulaire 20-F.*

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour de plus amples renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre 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 des définitions utilisées par d'autres sociétés ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités ou les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons les affaires et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.

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.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE: BEP
TSX: BEP.UN