

# Brookfield Renewable — Partners L.P.

RAPPORT ANNUEL 2019

## Nos activités

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille d'actifs, qui regroupe une puissance totale de 19 000 MW et une production MLT annualisée d'environ 56 700 GWh, auquel s'ajoute un portefeuille de projets de développement de près de 13 000 MW, nous permet de nous tailler une place parmi les plus importantes sociétés ouvertes d'énergie renouvelable au monde. Nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 31 décembre 2019 :

	Réseaux hydrographiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT <sup>1</sup> (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
<b>Hydroélectricité</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis.....	30	136	2 885	11 982	2 523
Canada .....	19	33	1 361	5 177	1 261
	49	169	4 246	17 159	3 784
Colombie .....	6	6	2 732	14 485	3 703
Brésil.....	27	44	946	4 924	—
	82	219	7 924	36 568	7 487
<b>Énergie éolienne</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis.....	—	26	1 888	6 898	—
Canada .....	—	4	482	1 437	—
	—	30	2 370	8 335	—
Europe.....	—	44	1 056	2 436	—
Brésil.....	—	19	552	1 901	—
Asie.....	—	9	660	1 650	—
	—	102	4 638	14 322	—
<b>Énergie solaire</b>					
Services publics <sup>2</sup> .....	—	90	2 258	4 691	—
Production décentralisée .....	—	4 844	775	1 085	—
	—	4 934	3 033	5 776	—
Accumulation <sup>3</sup> .....	2	4	2 698	—	5 220
Divers <sup>4</sup> .....	—	15	590	—	—
	84	5 274	18 883	56 666	12 707

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2019, en tenant compte de toutes nos installations sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> Comprend sept centrales d'énergie solaire (91 MW) en Afrique du Sud et en Asie qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

<sup>3)</sup> Comprend les centrales d'accumulation par pompage en Amérique du Nord (600 MW) et en Europe (2 088 MW) et de stockage dans des batteries en Amérique du Nord (10 MW).

<sup>4)</sup> Comprend quatre centrales alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW), une centrale de cogénération en Colombie (300 MW), une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW) et neuf centrales à piles à combustible en Amérique du Nord (10 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une base **consolidée** et trimestrielle au 31 décembre 2019 :

<b>PRODUCTION (GWh)<sup>1</sup></b>	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>T3</b>	<b>T4</b>	<b>Totale</b>
<b>Hydroélectricité</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	3 404	3 474	2 178	2 926	11 982
Canada .....	1 228	1 508	1 223	1 218	5 177
	4 632	4 982	3 401	4 144	17 159
Colombie .....	3 316	3 612	3 535	4 022	14 485
Brésil.....	1 215	1 228	1 241	1 240	4 924
	9 163	9 822	8 177	9 406	36 568
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis .....	1 906	1 833	1 352	1 807	6 898
Canada .....	400	345	273	419	1 437
	2 306	2 178	1 625	2 226	8 335
Europe .....	743	554	493	646	2 436
Brésil.....	361	423	627	490	1 901
Asie.....	368	440	454	388	1 650
	3 778	3 595	3 199	3 750	14 322
<b>Énergie solaire</b>					
Services publics <sup>2</sup> .....	922	1 411	1 485	873	4 691
Production décentralisée .....	218	344	330	193	1 085
	1 140	1 755	1 815	1 066	5 776
<b>Totale .....</b>	<b>14 081</b>	<b>15 172</b>	<b>13 191</b>	<b>14 222</b>	<b>56 666</b>

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2019, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> Comprend sept centrales d'énergie solaire (91 MW) en Afrique du Sud et en Asie qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille au **prorata** et pour chaque trimestre au 31 décembre 2019 :

<b>PRODUCTION (GWh)<sup>1</sup></b>	T1	T2	T3	T4	Totale
<b>Hydroélectricité</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis .....	2 223	2 364	1 469	1 953	8 009
Canada .....	1 007	1 219	974	959	4 159
	3 230	3 583	2 443	2 912	12 168
Colombie .....	798	869	853	969	3 489
Brésil.....	988	998	1 009	1 009	4 004
	5 016	5 450	4 305	4 890	19 661
<b>Énergie éolienne</b>					
<b>Amérique du Nord</b>					
États-Unis .....	606	626	453	569	2 254
Canada .....	346	307	248	365	1 266
	952	933	701	934	3 520
Europe .....	246	183	163	216	808
Brésil.....	119	141	215	172	647
Asie.....	105	126	129	112	472
	1 422	1 383	1 208	1 434	5 447
<b>Énergie solaire</b>					
Services publics <sup>2</sup> .....	198	304	315	186	1 003
Production décentralisée .....	64	102	97	57	320
	262	406	412	243	1 323
<b>Totale.....</b>	<b>6 700</b>	<b>7 239</b>	<b>5 925</b>	<b>6 567</b>	<b>26 431</b>

<sup>1)</sup> La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille au 31 décembre 2019, en tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

<sup>2)</sup> Comprend sept centrales d'énergie solaire (91 MW) en Afrique du Sud et en Asie qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

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

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

# Lettre aux porteurs de parts

---

Notre entreprise a connu un autre excellent exercice en 2019. Nous avons réalisé de solides rendements dans l'ensemble de nos activités, amélioré les marges au sein des entreprises récemment acquises et déployé des capitaux conformément à nos cibles. Plus important encore, forts du solide rendement dégagé par nos actifs hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'accumulation, nous avons pu nous établir comme l'un des plus importants investisseurs et exploitants au monde en matière d'énergie renouvelable grâce à notre croissance au cours des 20 dernières années. Nous sommes donc très bien positionnés pour participer à la décarbonation des réseaux d'électricité à l'échelle mondiale qui s'opérera au cours des 25 à 50 prochaines années.

Nos capacités offrent aux collectivités, aux gouvernements et au secteur privé de tous les coins du monde la possibilité d'accélérer la transition vers un avenir plus vert. À l'heure actuelle, notre puissance s'élève à environ 19 000 mégawatts (MW) d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Cette production permet d'éviter l'émission d'environ 27 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Grâce à notre portefeuille de projets de développement, nous pourrions produire assez d'électricité décarbonée pour compenser l'émission d'une quantité supplémentaire de 17 millions de tonnes métriques de dioxyde de carbone par année. À titre indicatif, à partir seulement de nos actifs actuels, nous compensons toutes les émissions de dioxyde de carbone produites chaque année à Londres, en Angleterre. Nous pourrions également compenser les émissions produites par un bon nombre de sociétés des secteurs de l'énergie et des technologies qui cherchent à réduire leur empreinte pour devenir carboneutres d'ici 2030.

Nous sommes fiers que notre contribution à la réduction des émissions de carbone représente le retrait de la circulation de 6 millions de véhicules ou la plantation de 450 millions d'arbres. Nous soulignons tout particulièrement ce fait étant donné l'importance que bien des organisations accordent à la réduction des émissions de dioxyde de carbone. Nous pensons qu'il est utile pour les porteurs de parts de prendre en compte l'incidence que notre entreprise a déjà sur les collectivités, les entreprises, les employés et les gouvernements lorsqu'ils prennent des décisions d'investissement à long terme. Nous demeurons engagés à vous offrir un solide rendement composé par part sur un horizon à long terme, mais demeurons tout aussi déterminés à respecter notre engagement d'être un chef de file de la décarbonation. Cela vous permettra de réaliser un bon rendement tout en contribuant à un monde meilleur.

Les faits saillants de l'exercice comprennent :

- L'augmentation des fonds provenant des activités par part de 13 %, soutenue par une croissance continue et un solide rendement opérationnel. Nous affichons toujours une forte feuille de route en matière de croissance des fonds provenant des activités par part, avec un taux de croissance annuel de 10 % depuis le regroupement stratégique avec les actifs d'énergie renouvelable de Brookfield en 2011;
- L'avancement des principales priorités d'affaires et la mise en œuvre des initiatives de réduction des coûts totalisant un montant annualisé d'environ 40 millions \$ à l'échelle mondiale (participation nette de BEP totalisant environ 12 millions \$);
- L'investissement de capitaux propres d'un montant de 2 milliards \$ (participation nette de BEP totalisant 550 millions \$) dans neuf transactions, ce qui double l'envergure de nos activités en Asie et de production décentralisée, ajoute un promoteur mondial de projets d'énergie solaire à notre portefeuille et compte un investissement dans un portefeuille de centrales hydroélectriques au Canada;
- La mise en service d'une puissance additionnelle de 50 MW, la progression de la construction et de l'obtention des permis au stade avancé de centrales d'une puissance totalisant près de 2 100 MW et

l'augmentation de la taille de notre portefeuille de projets de développement pour le porter à environ 13 000 MW;

- Le maintien d'un bilan de qualité supérieure robuste, la clôture de l'exercice avec des liquidités disponibles d'environ 2,7 milliards \$ et la mobilisation de liquidités supplémentaires d'environ 1,4 milliard \$ au moyen de ventes d'actifs et de financements additionnels stratégiques;
- L'annonce de la création d'une société canadienne (BEPC) qui offrira aux investisseurs le choix d'investir dans BEP soit par la société en commandite actuelle, ou bien par une société de capitaux, ce qui devrait soutenir l'expansion de notre bassin d'investisseurs.

## **Le point sur les initiatives de croissance**

Au cours du quatrième trimestre, nous avons conclu l'acquisition d'une participation de 50 % dans X-Elio, un des principaux promoteurs à l'échelle mondiale de projets d'énergie solaire. Dans la foulée de cette acquisition, nous avons accru considérablement nos capacités en matière de développement d'énergie solaire, ajoutant des actifs en exploitation d'une puissance totale de 972 MW et de près de 6 000 MW à l'ensemble de notre portefeuille de projets de construction et de développement.

Toujours au cours du quatrième trimestre, nous avons signé deux ententes en vue d'acquérir 14 projets de développement d'énergie solaire au Brésil dont la puissance totale s'élève à 428 MW, pour une contrepartie totale de 120 millions \$ (participation nette de BEP totalisant 30 millions \$). La clôture de ces transactions devrait survenir au cours du premier trimestre de 2020; ces transactions représentent un ajout intéressant d'une puissance d'environ 2 100 MW à nos diverses activités hydroélectriques, d'énergie éolienne et d'énergie solaire au Brésil. En outre, par l'entremise de notre participation dans TerraForm Power, nous avons acquis des actifs d'énergie solaire photovoltaïque en Espagne d'une puissance de 44 MW pour une contrepartie de 70 millions \$, et avons signé une entente en vue d'acquérir, en Espagne, des actifs d'énergie solaire photovoltaïque et thermique à concentration d'une puissance totale de 100 MW, situés près des centrales du même type détenues par TerraForm Power, pour une contrepartie de 115 millions \$, entente que TerraForm Power s'attend à conclure au cours du premier trimestre de 2020.

De plus, en janvier, nous avons annoncé une proposition non contraignante de rachat de toutes les actions en circulation de TerraForm Power, en plus de la tranche de 62 % que nous et nos partenaires institutionnels détenons déjà à un ratio d'échange BEP – TERP de 0,36. Nous croyons que cette transaction créera une valeur importante pour les investisseurs des deux sociétés en simplifiant notre structure organisationnelle dans le cadre de cette transaction immédiatement relative qui renforcera encore davantage la position d'Énergie Brookfield parmi les plus importantes sociétés ouvertes d'énergie renouvelable au monde.

## **Activités**

En 2019, nous avons dégagé des fonds provenant des activités de 761 millions \$, soit une augmentation de 13 % par rapport à l'exercice précédent, nos activités ayant tiré parti des récentes acquisitions, d'un solide rendement opérationnel ainsi que la mise en œuvre d'initiatives d'amélioration des marges.

Les fonds provenant des activités dégagés par notre secteur hydroélectrique se sont établis à 720 millions \$ au cours de l'exercice, soit une hausse de 7 % par rapport à l'exercice précédent. Notre secteur accumulation a également affiché de bons résultats, générant des fonds provenant des activités de 27 millions \$ au cours de l'exercice grâce aux services auxiliaires essentiels servant à stabiliser les réseaux et à la capacité additionnelle que notre portefeuille offre à des réseaux de plus en plus intermittents. Au cours de l'exercice, notre production a été plutôt comparable à la moyenne à long terme puisque nous tirons toujours profit de la diversité de notre portefeuille. Nous priorisons la diversification des activités depuis dix ans, ce qui permet d'atténuer à long terme l'exposition à la volatilité des ressources, aux perturbations régionales ou qui touchent les marchés et aux incidents de crédit éventuels. En outre, nous avons poursuivi la mise en œuvre des principales démarches visant à conclure des contrats pour l'ensemble de nos activités.

En Amérique latine, nous demeurons concentrés sur la prolongation de la durée moyenne de nos conventions d'achat d'électricité, qui est actuellement de 10 années au Brésil et de 3 années en Colombie, ainsi que sur la conclusion de contrats avec des contreparties solvables de grande qualité. À l'échelle mondiale, nous continuons à observer la valeur croissante attribuée aux capacités uniques d'accumulation d'énergie renouvelable d'envergure que les centrales hydroélectriques apportent aux réseaux d'électricité de plus en plus intermittents. Par exemple, le produit tiré de nos services auxiliaires en Colombie s'est élevé à environ 3 millions \$, tandis que dans le nord-est des États-Unis, certaines de nos centrales hydroélectriques se sont qualifiées pour recevoir des crédits à la production d'énergie renouvelable de la meilleure catégorie, ce qui apportera annuellement un montant supplémentaire d'environ 3 millions \$ aux fonds provenant des activités et, au Royaume-Uni, notre portefeuille First Hydro a constitué le lien essentiel au redémarrage du réseau par suite d'une panne de courant qui a touché tout le pays en août.

Ensemble, nos secteurs énergie éolienne et énergie solaire ont dégagé des fonds provenant des activités totalisant 274 millions \$, une hausse de 18 % par rapport à ceux de l'exercice précédent. Ces portefeuilles ont été favorisés par des apports découlant de nos récentes initiatives de croissance, comme l'acquisition de deux portefeuilles d'énergie éolienne en Asie, et l'acquisition, grâce à notre participation dans TerraForm Power, d'un portefeuille d'envergure de production décentralisée aux États-Unis ainsi que l'apport pour un exercice complet de Saeta Yield, portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'envergure en Europe. Nous avons également tiré parti des occasions de mettre en œuvre des ententes d'impartition d'exploitation et d'entretien visant à atténuer les risques des portefeuilles détenus par TerraForm Power et, le cas échéant, de réduire les coûts. Nous avons mis en œuvre trois ententes de ce type conclues avec TerraForm Power et un portefeuille d'énergie éolienne au Brésil. Toutes ces occasions présentaient une garantie de disponibilité attrayante et une étendue plus exhaustive par rapport à ce qui était déjà en place. Ces initiatives entraîneront également des réductions de coûts supplémentaires d'environ 30 millions \$ pour TerraForm Power (participation nette de BEP totalisant 9 millions \$).

Nous avons également continué à faire progresser nos activités de développement de projets entièrement nouveaux à l'échelle mondiale, y compris la construction de centrales diversifiées d'une puissance totale de 717 MW, comportant des centrales d'énergie solaire, d'énergie éolienne et d'énergie hydroélectrique, à la fois d'accumulation sur commande et commerciales dans 7 pays. Des projets à un stade avancé d'une puissance totale de 1 380 MW, pour lesquels nous avons obtenu les derniers permis et conclu de nouveaux contrats, continuent d'évoluer, et notre portefeuille de nouveaux projets en développement s'élève maintenant à environ 13 000 MW. Notamment, au cours de l'exercice, nous avons conclu des conventions d'achat d'électricité pour la réhabilitation de trois projets éoliens à New York et en Californie d'une puissance totale de 220 MW et dont la mise en service est prévue pour 2021.

## **Rapport sur nos pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance**

Nous détenons et exploitons des centrales électriques essentielles de longue durée depuis plus d'un siècle et, par conséquent, nous comprenons qu'il est crucial de mettre en œuvre de solides pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance dans le cadre de nos activités d'exploitation et d'investissement pour préserver le capital, atténuer le risque et créer une valeur à long terme. De manière fondamentale, les pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance donnent une plus grande valeur économique à nos activités, mais posent en contrepartie de plus grands obstacles à l'accès au marché. C'est pourquoi nous intégrons des pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance pertinentes à nos stratégies d'investissement et d'exploitation. Nous sommes donc fiers d'annoncer la publication de notre premier rapport sur nos pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance qui, entre autres, illustre le travail effectué sur le terrain afin de maintenir l'acceptabilité sociale de nos activités.

Grâce à nos portefeuilles axés uniquement sur l'énergie renouvelable cotés en Bourse parmi les plus importants du monde, nous aidons à accélérer la décarbonation des réseaux d'électricité à l'échelle mondiale. En outre, maintenir des pratiques socialement responsables – de la santé et la sécurité en passant par les relations avec les collectivités et la biodiversité – constitue une composante essentielle d'une exploitation rentable à long terme. Nous exerçons nos activités en fonction des normes éthiques les plus rigoureuses,

avec intégrité et conformément aux lois et règlements puisque nous visons à toujours mettre en œuvre les meilleures pratiques qui soient, partout où nous exerçons nos activités.

Faire rapport sur les pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance et investir dans le développement durable continuent à gagner du terrain à l'échelle mondiale, et il est prévu qu'au cours de la prochaine décennie, les fonds affectés aux pratiques environnementales, sociales et en matière de gouvernance s'élèveront à des milliards de dollars. Nous croyons que les attributs environnementaux inhérents à nos portefeuilles, jumelés avec nos pratiques de longue date visant à maintenir l'acceptabilité sociale de nos activités, sont autant de conditions importantes favorables à la croissance de la demande pour Énergie Brookfield.

## **État de la situation financière et liquidité**

Notre situation financière demeure robuste, le total de nos liquidités disponibles ayant atteint environ 2,7 milliards \$ à la clôture de l'exercice. Au cours de l'exercice, nous avons eu recours à d'importantes mesures de financement et de mobilisation de capitaux visant à maintenir un accès fiable aux capitaux, un échéancier prudent de la dette et un état de la situation financière de qualité supérieure comportant un faible risque.

Au cours de l'exercice, nous avons réalisé des financements de plus de 6 milliards \$ pour l'ensemble de l'entreprise, ce qui nous a permis de mobiliser un apport supplémentaire de 1 milliard \$ aux liquidités de BEP, de porter à 10 ans la durée moyenne de notre portefeuille d'emprunts et de réduire d'environ 15 millions \$ (participation nette de BEP de 9 millions \$) annuellement les coûts de financement. Notamment, notre stratégie de financement vert nous permet de continuer à tirer parti de la demande croissante pour des titres de créances sans carbone et de diversifier notre bassin d'investisseurs recherchant les titres d'emprunt.

À ce jour, nous avons émis six obligations vertes à l'échelle de l'entreprise et des projets qui, globalement, s'élèvent à environ 2,4 milliards \$. De plus, au cours du quatrième trimestre, nous avons obtenu notre premier emprunt lié à des mesures incitatives contracté aux termes de la facilité de crédit de la société mère qui nous permettra de réduire nos coûts d'emprunt à mesure que nous accélérerons la décarbonation des réseaux d'électricité de par le monde. À mesure que la demande pour des investissements ayant des retombées sur l'environnement augmentera, nous nous attendons à ce que les financements verts et les emprunts liés au développement durable soient de plus en plus privilégiés par notre entreprise comme moyen de financement.

En outre, nous avons poursuivi en 2019 la mise en œuvre de notre stratégie de recyclage des capitaux en vendant des actifs secondaires non risqués et arrivés à maturité à des acheteurs dont le coût de capital est faible et en réinvestissant le produit de la vente dans des occasions à rendement plus élevé. Au cours de l'exercice, nous avons mobilisé près de 600 millions \$ (participation nette de BEP totalisant 365 millions \$) grâce à cette stratégie de financement qui s'est traduite par un rendement d'environ 18 % sur nos actifs éoliens au Portugal et en Irlande du Nord et par un rendement équivalent à plus du double du capital investi en Afrique du Sud.

## **Hausse des distributions**

Compte tenu de notre croissance récente, de notre solide situation financière et de notre accès aux capitaux, nous avons annoncé, le 13 janvier, que le conseil d'administration a approuvé les distributions trimestrielles pour 2020 et les a haussées de 5 %, ce qui porte la distribution annuelle à 2,17 \$ par part. Cette hausse s'inscrit dans la poursuite de la croissance de nos distributions à un taux annuel de 6 % depuis notre premier appel public à l'épargne en 1999.

## Perspectives

Notre objectif à long terme demeure entier : dégager un rendement à long terme total de 12 % à 15 % par part en nous appuyant sur une mise en œuvre prudente de notre stratégie de répartition des capitaux et sur l'exercice de notre expertise en matière d'exploitation afin d'accroître la valeur et de réduire les risques de notre entreprise, tout en maintenant un état de la situation financière de qualité supérieure.

En terminant, au nom de nos employés et de nos administrateurs, je tiens à remercier sincèrement nos porteurs de parts et nos nombreux partenaires d'affaires pour leur contribution à notre succès. Nous vous remercions de votre soutien constant. Nous avons hâte de vous faire part de nos progrès en 2020.

Cordialement,

Le chef de la direction,

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'S. Shah', written in a cursive style.

Sachin Shah

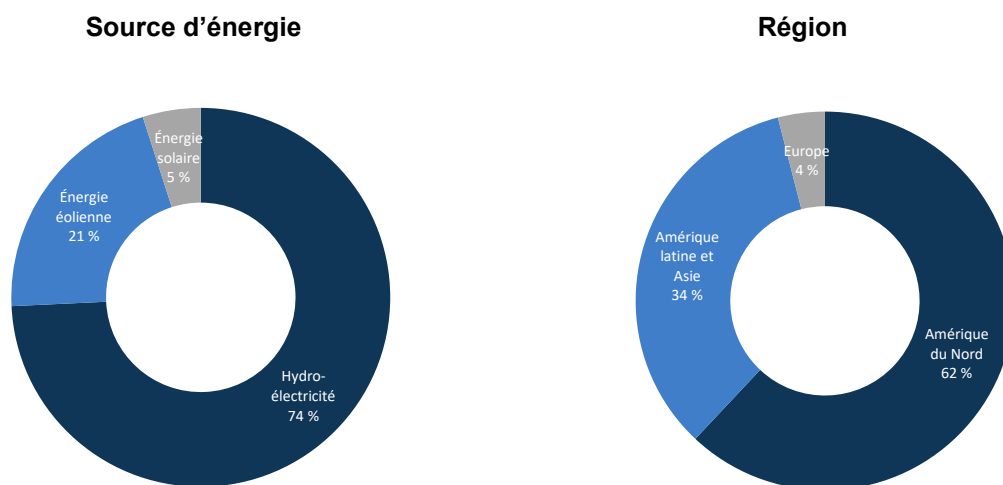
## NOS FORCES CONCURRENTIELLES

Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie renouvelable diversifiés employant différentes technologies.

Notre modèle d'affaires consiste à mettre à profit notre présence mondiale pour acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de grande qualité en deçà de leur valeur intrinsèque, puis à les mettre en valeur, à financer ces acquisitions à long terme et à faible risque grâce à du financement de première qualité selon une stratégie de financement prudente, pour ensuite optimiser les flux de trésorerie en exerçant notre expertise en matière d'exploitation pour en accroître la valeur.

*Une des plus importantes sociétés ouvertes au monde axées uniquement sur l'énergie renouvelable.* Énergie Brookfield affiche de bons résultats depuis 20 ans à titre d'exploitant et d'investisseur côté en Bourse dans le secteur des énergies renouvelables. Aujourd'hui, nous détenons un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale composé d'actifs dédiés aux énergies renouvelables reposant sur de multiples technologies. Ces actifs sont soutenus par environ 3 000 exploitants chevronnés. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs de production d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentreprises ou d'autres ententes. Notre portefeuille regroupe une puissance installée d'environ 19 000 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 13 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata d'approximativement 26 400 GWh.

Les graphiques ci-après présentent la production moyenne à long terme annualisée au prorata.



*Flux de trésorerie stables, diversifiés et de grande qualité ayant une valeur à long terme attrayante pour les porteurs de parts de la société en commandite.* Nous comptons maintenir des flux de trésorerie hautement stables et prévisibles, provenant d'un portefeuille diversifié d'actifs hydroélectriques, éoliens et solaires de longue durée et à faibles coûts d'exploitation qui vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 95 % de notre production au prorata de 2020 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou de Brookfield. Nos conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 13 ans, au prorata, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

*Profil financier solide et stratégie de financement prudente.* Énergie Brookfield affiche un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre approche de financement consiste à avoir accès par l'intermédiaire de nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis, sans clauses financières restrictives. Environ 95 % de notre

dette est cotée de première qualité ou près de le devenir. Notre ratio d'endettement d'entreprise est de 16 %, et environ 80 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et les emprunts sans recours ont chacun une durée moyenne pondérée d'environ 10 ans, et ne comportent aucune échéance importante dans les cinq prochaines années. Environ 90 % de notre financement est à taux fixe, et seulement 5 % de notre dette en Amérique du Nord et en Europe est exposée à la variation des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2019, les liquidités disponibles se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 2,7 milliards \$, des placements dans des titres négociables et d'une tranche disponible des facilités de crédit.

***La meilleure expertise en matière d'exploitation qui soit.*** Énergie Brookfield emploie environ 3 000 exploitants chevronnés et plus de 140 experts en commercialisation de l'électricité partout autour du globe pour aider à optimiser la performance et maximiser le rendement de tous nos actifs. Notre expertise en matière d'exploitation et de gestion de centrales de production d'électricité s'étend sur plus de 100 ans et se compose d'importantes capacités en ce qui a trait à l'exploitation, au développement et à la commercialisation de l'électricité.

***Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie.*** Nous nous concentrons sur la croissance des flux de trésorerie des activités en cours, entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, y compris l'inclusion dans nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement exclusifs d'une puissance d'environ 13 000 MW qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptons pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise cherche à tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions intéressantes qui se présentent. Nous avons recours à une stratégie à contre-courant; notre échelle mondiale et nos capacités reposant sur de multiples technologies nous permettent de faire la rotation des capitaux là où il y a pénurie afin de réaliser des rendements solides ajustés au risque. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Au cours des cinq dernières années, nous avons déployé des capitaux propres de plus de 3,5 milliards \$ qui ont été soit investis dans les actifs ci-après, soit employés pour faire l'acquisition ou la mise en service de ceux-ci : des centrales hydroélectriques, éoliennes, solaires et d'accumulation d'une puissance totale d'environ 12 900 MW. Notre capacité d'acquérir et de développer des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets autour du globe, notre relation stratégique avec Brookfield et notre profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield et continuerons de le faire à l'avenir.

***Profil de distribution attrayant.*** Nous prévoyons que notre stratégie générera des flux de trésorerie prévisibles et très stables assurant un profil de distribution durable. Nous ciblons une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

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

### Introduction

Énergie Brookfield cumule plus de 120 ans d'expérience en exploitation d'actifs électriques essentiels de longue durée. Une aussi grande expérience nous apprend que maintenir l'acceptabilité sociale de nos activités est essentiel pour préserver le capital, atténuer le risque et créer de la valeur à long terme. De manière fondamentale, les pratiques ESG rigoureuses donnent une plus grande valeur économique à nos activités, mais posent en contrepartie de plus grands obstacles à l'accès au marché. Plus important encore, l'exploitation d'une entreprise selon de rigoureux principes ESG est tout simplement censé. C'est pourquoi nous intégrons des pratiques ESG pertinentes à nos stratégies d'investissement et d'exploitation. Nous croyons que cette philosophie rapproche nos intérêts de ceux de nos partenaires, investisseurs et parties prenantes de façon inhérente.

À titre de propriétaires, d'exploitants et d'investisseurs parmi les plus importants au monde en matière d'actifs de production d'énergie renouvelable, nous contribuons à l'accélération de la décarbonation des réseaux d'électricité. Notre empreinte de carbone est l'une des plus faibles dans le secteur et notre production annuelle, qui s'élève à 57 térawattheures, empêche l'émission d'environ 27 millions de tonnes métriques de dioxyde de carbone par année. Nous offrons aux investisseurs l'accès à l'une des sociétés cotées en Bourse axées uniquement sur l'énergie renouvelable parmi les plus importantes du monde. Nous sommes un des plus importants émetteurs d'obligations vertes au monde, nous permettons aux investisseurs en instruments de créance d'investir directement dans notre portefeuille axé sur l'énergie renouvelable ou dans nos actifs de production d'énergie renouvelable. Enfin, nous offrons aux clients de l'énergie renouvelable générée au moyen de nombreuses technologies et, en 2020, nos contrats conclus avec des clients industriels et commerciaux, organismes d'électricité et services publics totalisaient 18 000 gigawattheures dans les principales régions où nous sommes présents.

Nous sommes un partenaire clé de toutes nos parties prenantes et, à titre d'exploitants d'infrastructures essentielles, maintenir des pratiques socialement responsables – de la santé et la sécurité en passant par les relations avec les collectivités et la biodiversité – constitue une composante essentielle de notre exploitation. Notre culture portant sur les incidents liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement est axée sur un objectif de zéro incident grave, soit des événements qui pourraient causer des lésions corporelles graves ou avoir de graves incidences sur nos activités ou l'environnement. Nous collaborons activement avec des groupes communautaires qui pourraient être touchés par nos actions pour veiller à tenir compte de leurs intérêts, de leur sécurité et de leur bien-être lorsque nous prenons des décisions et nous utilisons nos ressources pour contribuer directement à des projets, à des organismes sans but lucratif et aux programmes récréatifs et éducatifs de ces collectivités.

Nous exerçons nos activités avec intégrité, en fonction des normes éthiques les plus rigoureuses qui soient. Nous visons à suivre les meilleures pratiques, pas seulement à assurer une conformité de base. En outre, nous renforçons nos pratiques afin que notre stratégie ESG évolue; pour cela, nous en officialisons des principes supplémentaires au sein de la planification stratégique de chaque entreprise et rédigeons régulièrement un rapport sur nos initiatives ESG à l'intention du conseil d'administration.

À l'instar de l'évolution de nos activités, notre stratégie ESG évoluera tout autant. Nous demeurons concentrés sur l'identification et la mise en œuvre de nouveaux processus nous permettant d'établir les éléments à améliorer et d'en faire le suivi. Nous reconnaissons également qu'il importe de transmettre efficacement nos initiatives ESG à nos investisseurs, car elles influencent de plus en plus leurs décisions. Par conséquent, nous sommes fiers d'annoncer la publication de notre premier rapport sur nos pratiques ESG sur notre site Web. Ce rapport illustre, entre autres, le travail effectué sur le terrain afin de maintenir l'acceptabilité sociale de nos activités.

## Nos principes ESG

Nos principes ESG sont résumés dans le tableau ci-après :

Atténuer l'incidence de nos activités sur l'environnement	Protection de l'environnement : Chercher à réduire au minimum l'incidence environnementale de nos activités et améliorer notre utilisation efficace des ressources au fil du temps
Veiller au bien-être et à la sécurité des employés	Bien-être des employés : Respecter ou dépasser les exigences établies par les lois ou les normes du travail applicables dans les territoires où nous exerçons nos activités, notamment respecter les droits de la personne, offrir des salaires compétitifs et instaurer des pratiques d'embauche non discriminatoires et entièrement inclusives  Santé et sécurité : Viser un objectif de zéro incident grave en mettant en œuvre des principes de santé et de sécurité uniformes à l'échelle de l'organisation
Etre de bons exemples dans les collectivités où nous exerçons nos activités	Engagement dans la collectivité : Nous engager auprès des groupes communautaires qui pourraient être touchés par nos actions pour veiller à tenir compte de leurs intérêts, de leur sécurité et de leur bien-être lorsque nous prenons des décisions  Philanthropie : Encourager nos employés à participer aux activités des collectivités où nous exerçons nos activités et à redonner à ces collectivités
Exercer nos activités selon les plus hautes normes législatives et réglementaires en matière d'éthique	Gouvernance, éthique et équité : Exercer nos activités en fonction de hautes normes d'éthique conformément aux exigences législatives et réglementaires et à notre code d'éthique et de conduite professionnelle  Transparence : Demeurer disponibles pour nos investisseurs et nos parties prenantes en étant réactifs à leurs demandes d'information et en communiquant rapidement avec eux

## Les pratiques ESG au sein du processus d'investissement

Pour incorporer officiellement les contrôles ESG à notre processus d'investissement, nous prenons les mesures suivantes avant chaque placement potentiel :

### 1. Contrôle préalable

- Utiliser les lignes directrices ESG internes pour définir l'étendue d'un projet et effectuer un premier examen des enjeux ESG
- Assurer notre conformité aux normes ESG au moyen d'un examen des informations accessibles au public et des documents fournis par la société, puis de visites sur place, le cas échéant
- Établir à quel moment il faut faire appel à des tiers ayant une expertise technique et de la géographie
- Identifier les occasions de création de valeur sur le plan des pratiques ESG

## 2. Décision de placement

- Mettre au point un plan d'action après acquisition en ce qui a trait aux pratiques ESG
- Préparer une présentation pour le comité des placements détaillant toutes les informations importantes tirées du contrôle préalable des pratiques ESG
- Le comité des placements prendra la décision de placement, tout en tenant compte des facteurs ESG identifiés.

## 3. Suivi continu

- Prioriser et réexaminer régulièrement les enjeux cruciaux
- Collaborer avec la direction de la société à l'égard d'améliorations du rendement en matière de pratiques ESG
- Observer les indicateurs clés du rendement pertinents en matière de pratiques ESG
- Rester continuellement à l'affût des occasions de créer de la valeur en améliorant la gestion des facteurs ESG

## Nos priorités ESG

### *Priorité environnementale : fournir des solutions durables*

Nous comprenons que les changements climatiques représentent une grande menace pour les collectivités, les sociétés et les écosystèmes autour du globe. Nous sommes déterminés à appuyer l'atténuation des changements climatiques à l'échelle de nos activités et nous prenons les mesures nécessaires pour veiller à demeurer bien positionnés pour saisir les occasions prévues à la transition vers une économie pauvre en carbone. Nous nous efforçons de comprendre les possibles effets physiques que pourraient avoir les changements climatiques sur notre portefeuille et, parallèlement, nous mettons en œuvre des initiatives visant à préserver notre faible empreinte de carbone et à mesurer l'incidence des changements climatiques sur nos activités selon une approche ayant trois aspects :

1. **Fournir des solutions pour soutenir la décarbonation du monde** : L'économie mondiale est à l'aube d'une transformation, passant de la dépendance aux énergies fossiles à une économie pauvre en carbone. Énergie Brookfield travaille activement pour se positionner comme acteur important dans la décarbonation de la planète.
2. **Mesurer, réduire et éviter les émissions de gaz à effet de serre (« GES »)** : Nous mesurons nos émissions de GES en fonction des émissions évitées, c'est-à-dire les émissions de GES qui auraient été produites si nous utilisions des combustibles fossiles non renouvelables pour produire de l'électricité. La production annuelle de notre portefeuille empêche l'émission d'environ 27 millions de tonnes métriques de dioxyde de carbone par année, ce qui équivaut à :
  - 6 millions de véhicules de moins sur les routes chaque année;
  - 9 millions de tonnes de déchets recyclés plutôt qu'enfouis;
  - la consommation d'électricité de 5 millions de domiciles pendant un an;
  - 450 millions d'arbres plantés;
  - la quasi-totalité des émissions produites chaque année à Londres, en Angleterre.

Nous évaluons toujours nos émissions de GES des champs d'application 1 et 2 de nos activités à l'échelle mondiale. En 2019, nous avons aussi ajouté la mesure de nos émissions du champ d'application 3 relatives aux voyages d'affaires, particulièrement les voyages aériens, puisqu'il s'agit de la source la plus importante d'émissions de GES de ce champ d'application au sein de nos activités. Nous estimons que nos émissions des champs d'application 1 et 2 ont totalisé 229 423 tonnes métriques d'équivalents dioxyde de carbone (« éq. CO<sub>2</sub> ») et une intensité brute des émissions de 5,45 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par mégawattheure, et que nos émissions du champ d'application 3, catégorie 6, se sont élevées à 1 177 tonnes métriques d'éq. CO<sub>2</sub>, ce qui confirme que nous sommes l'une des sociétés productrices d'électricité émettant le moins de GES au monde.

3. **Évaluer les risques liés aux changements climatiques** : À titre de société axée sur l'énergie renouvelable, nous sommes conscients que les changements climatiques pourraient nuire à nos actifs. Nous effectuons donc le suivi des risques climatiques dans le cadre de notre évaluation globale des risques.

En outre, depuis 2017, Énergie Brookfield a obtenu du financement par voie d'émissions d'obligations vertes dans le cadre des activités de l'entreprise et des projets s'élevant à 2,6 milliards \$ et a effectué un emprunt lié au développement durable. En 2019, nous avons émis une obligation verte d'un montant en capital de 600 millions \$ CA, conclu notre première facilité de crédit renouvelable de la société mère liée à des mesures incitatives d'un montant de 50 millions \$ et réalisé notre toute première émission de parts de société en commandite privilégiées perpétuelles et vertes d'un montant en capital de 200 millions \$. S&P a accordé une note d'évaluation de E-1 Green à nos obligations vertes à l'échelle des projets, soit la plus haute note pouvant être attribuée, et a cité la gestion environnementale, l'engagement envers l'énergie renouvelable et l'utilisation des produits dans la production d'énergie renouvelable d'Énergie Brookfield. Le marché croissant des financements verts permet aux investisseurs de participer au financement de produits et d'initiatives durables. Nous avons l'intention de continuer à recourir au financement vert.

### ***Priorité sociale : renforcer la confiance***

Nous engageons de façon proactive auprès des collectivités est un élément crucial de l'exercice de nos activités puisque c'est ainsi que nous arrivons à dégager des valeurs communes et à mériter l'approbation sociale de nos activités. Nous entretenons nos relations avec nos voisins en dialoguant directement avec les membres des collectivités, souvent en organisant des rencontres avec les propriétaires fonciers, les entrepreneurs, les organismes de loisirs et les ONG. En outre, nous soutenons des projets élaborés par les collectivités, les organismes sans but lucratif, le tourisme local ainsi que des programmes récréatifs et éducatifs. En 2019, nous avons travaillé en partenariat avec divers organismes locaux, tout particulièrement pour soutenir le développement économique, l'éducation et la recherche, la santé, le bien-être, la qualité de vie, les mesures d'atténuation des incidences sur l'environnement et les discussions sur les projets. De plus, au cours de l'exercice, nous avons versé des dons de près de 6 millions \$ à plus de 500 organismes de bienfaisance.

Comme propriétaire et exploitant de centrales électriques essentielles, la gestion de la santé et de la sécurité de nos employés et de toutes les personnes qui ont accès à nos installations est notre priorité absolue. Notre approche proactive va bien au-delà du simple respect des exigences réglementaires minimales afin de veiller à la protection des parties prenantes. Nous disposons d'un programme de formation exhaustif sur la santé et la sécurité que doivent suivre tous les employés et entrepreneurs. De plus, nous avons adopté une culture fondée sur l'approche zéro incident grave, soit une approche reposant sur la prévention des incidents plutôt que sur la gestion des incidents; c'est pourquoi nos politiques, nos formations et nos enquêtes sont axées sur la prévention des incidents potentiellement graves.

Notre approche de gestion des talents vise à offrir à nos employés des occasions de croître et du soutien afin qu'ils puissent réaliser leur potentiel. Dès l'étape du recrutement, nous accordons une grande place à la diversité et à l'inclusion, sur lesquelles reposent nos programmes de formation en leadership, notre rémunération globale et notre gamme complète d'avantages sociaux ainsi que nos politiques et procédures. Nous tirons parti des avantages de la diversité en favorisant un milieu de travail inclusif qui encourage la contribution de chaque personne et offre des chances égales de perfectionnement et d'avancement. Nous offrons également des occasions d'avancement à nos employées afin qu'elles puissent mener une carrière enrichissante au sein de notre entreprise. Chez Énergie Brookfield, 50 % des membres de la haute direction et 33 % des membres indépendants du conseil d'administration sont des femmes.

### ***Gouvernance : bâtir une entreprise de façon responsable***

Nous exerçons nos activités en fonction des normes éthiques les plus rigoureuses, avec honnêteté et intégrité, et conformément aux lois et règlements en vigueur. Nous travaillons à maintenir des pratiques de gouvernance saines afin de respecter l'obligation de reddition de comptes de notre entreprise et de maintenir la confiance de nos investisseurs. Pour y arriver, nous suivons de près l'évolution de la législation, des lignes directrices et des meilleures pratiques afin d'intégrer tout changement apporté à celles-ci dans notre approche. Le cadre de la politique de gouvernance pour les unités d'exploitation dans lesquelles nous détenons une participation donnant le contrôle comprend plusieurs composantes importantes et nous veillons à ce que nos employés adhèrent à ces normes élevées :

- **Code d'éthique et de conduite professionnelle**

Chaque unité d'exploitation doit adopter notre code d'éthique et de conduite professionnelle ou veiller à ce que ses pratiques soient conformes et équivalentes aux énoncés de ce code. De plus, chacun de nos employés doit attester annuellement qu'il respecte le code d'éthique et de conduite professionnelle.

- **Politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence**  
Nous avons une approche de tolérance zéro en matière de corruption et de trafic d'influence, y compris en ce qui concerne les paiements de facilitation, et nous exigeons que nos unités d'exploitation adoptent une politique en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence aussi stricte que la nôtre. Chaque employé doit suivre annuellement une formation en matière de lutte contre la corruption et le trafic d'influence.
- **Service d'assistance téléphonique sur l'éthique**  
Nous exigeons que chaque unité d'exploitation acquise mette en place un service téléphonique d'alerte professionnelle moins d'un mois après son acquisition. De plus, nous veillons à ce que chaque employé soit informé de l'existence et de l'objectif de ce service d'assistance téléphonique.
- **Politique en matière de conflits d'intérêts**  
Dans le cadre de notre obligation d'agir dans l'intérêt de nos investisseurs, nous avons en place une politique en matière de conflits d'intérêts rigoureuse. Chaque investissement potentiel est passé en revue afin de repérer d'éventuels conflits, et dans l'éventualité où un conflit est relevé, il doit faire l'objet d'un examen par le comité des conflits de Brookfield, lequel est supervisé par plusieurs membres de la haute direction et le chef de la conformité de Brookfield, avant que la transaction puisse aller de l'avant.
- **Politique relative aux transactions personnelles**  
Notre politique relative aux transactions personnelles est très stricte. Les employés qui participent à l'élaboration de recommandations ou à la prise de décisions en matière d'investissement dans le cadre de leur fonction, ainsi que les membres de leur famille vivant sous le même toit qu'eux, ne peuvent participer à la négociation d'aucun titre de capitaux propres autres que ceux d'Énergie Brookfield. Cette politique va au-delà des exigences législatives normales qui n'imposent aux employés que l'obtention d'une autorisation préalable de leurs transactions.

Nous tenons compte des pratiques ESG pertinentes dans nos prises de décisions, nos processus et nos systèmes de gestion. Tant les membres du conseil d'administration, les chefs de la direction de nos unités d'exploitation que les membres de la haute direction siégeant au comité directeur des pratiques ESG sont engagés dans la mise en œuvre de notre programme de développement durable

# Rapport de gestion

## pour l'exercice clos le 31 décembre 2019

---

Le présent rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a été préparé en date du 28 février 2020. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables »), et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts », les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 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\$ », « £ », « COP » et « ZAR » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling, au peso colombien et au rand. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 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 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](http://www.sec.gov)), et sur le site Web de SEDAR ([www.sedar.com](http://www.sedar.com)).

## Présentation du rapport de gestion

<b>PARTIE 1 – Faits saillants de 2019</b>	10	<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement (suite)</b>	
<b>PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées</b>	13	Tableaux consolidés des flux de trésorerie	41
<b>PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires</b>	15	Actions et parts en circulation	43
Résumé des états consolidés de la situation financière	15	Dividendes et distributions	44
Transactions entre parties liées	16	Obligations contractuelles	44
Capitaux propres	18	Accords hors état de la situation financière	44
<b>PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata</b>	20	<b>PARTIE 6 – Principales informations annuelles et trimestrielles</b>	45
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018	20	Sommaire des résultats trimestriels historiques	46
Résultats au prorata pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017	26	Résultats au prorata pour le quatrième trimestre	47
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS	32	Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS – quatrième trimestre	48
Profil des contrats	36	<b>PARTIE 7 – Risques d’entreprise et gestion des risques</b>	51
<b>PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement</b>	37	Gestion des risques et instruments financiers	51
Structure du capital	37	<b>PARTIE 8 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes</b>	63
Liquidités disponibles	38	<b>PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement</b>	68
Emprunts	39	<b>PARTIE 10 – Mise en garde</b>	71

## PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DE 2019

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018
<b>Information sur l'exploitation</b>		
Puissance (MW) .....	18 883	17 419
Production totale (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	53 926	51 971
Production réelle.....	52 560	52 056
Production au prorata (GWh)		
Production moyenne à long terme.....	26 189	25 844
Production réelle.....	26 038	25 753
Produits moyens (\$ par MWh).....	78	75

### Informations financières choisies<sup>1</sup>

Résultat net attribuable aux porteurs de parts .....	(59) \$	42 \$
Résultat de base par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	(0,19)	0,13
BAlIA ajusté consolidé <sup>2</sup> .....	2 339	2 223
BAlIA ajusté au prorata <sup>2</sup> .....	1 444	1 323
Fonds provenant des activités <sup>2</sup> .....	761	676
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 2</sup> .....	2,45	2,16
Distribution par part de société en commandite.....	2,06	1,96

<sup>1)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi à 311,2 millions (312,6 millions en 2018). Le nombre réel de parts en circulation au 31 décembre 2019 s'élevait à 311,3 millions (311,1 millions en 2018).

<sup>2)</sup> 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 ».

AUX 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
<b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>		
Liquidités disponibles.....	2 695 \$	1 974 \$
Ratio d'endettement – entreprise .....	16 %	15 %
Ratio d'endettement – consolidé .....	32 %	32 %
Emprunts sans recours d'Énergie Brookfield au prorata .....	77 %	75 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata <sup>1</sup> .....	5 %	7 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette .....	10 ans	7 ans
Taux d'intérêt moyen .....	4,1 %	4,4 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette .....	10 ans	10 ans
Taux d'intérêt moyen .....	5,1 %	5,4 %

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'exposition aux dettes à taux d'intérêt variables de 7 % (7 % en 2018) contractées dans certaines régions autres que l'Amérique du Nord et l'Europe en raison des coûts connexes élevés qu'entraîne la couverture dans ces régions.

## Exploitation

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part ont augmenté pour s'établir respectivement à 761 millions \$ et 2,45 \$, une augmentation de 13 % en regard de ceux de l'exercice précédent soutenue par :

- la croissance de nos activités, y compris un placement dans des actifs hydroélectriques au Canada d'une puissance de 813 MW, des actifs éoliens en exploitation en Asie d'une puissance de 410 MW et une installation de production décentralisée d'énergie solaire de 322 MW récemment construite aux États-Unis;
- les prix réalisés plus élevés grâce aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et à la renégociation de contrats;
- la réalisation des mesures de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise qui se sont chiffrées à 12 millions \$;
- une production totale pour l'exercice comparable à la production moyenne à long terme.

Compte tenu de la charge d'amortissement sans effet de trésorerie, la perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 59 millions \$, ou 0,19 \$ par part de société en commandite, par rapport à un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 42 millions \$, ou 0,13 \$ 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 :

- En Colombie, nous avons conclu 52 nouveaux contrats visant à livrer 764 GWh par année, y compris des contrats individuels d'une durée d'au plus dix ans.
- Au Brésil, nous avons conclu 26 nouveaux contrats visant à livrer 846 GWh par année, y compris des contrats individuels d'une durée d'au plus six ans.

## Situation de trésorerie et sources de financement

Nous avons renforcé notre bilan et accru notre flexibilité financière.

- Nous affichons des liquidités disponibles de 2,7 milliards \$, au moyen, entre autres, d'une facilité de crédit de la société mère liée au développement durable d'un montant de 50 millions \$;
- Nous avons prolongé l'échéancier de la dette de la société et avons obtenu accès à diverses sources de capital en réalisant des financements totalisant 6,3 milliards \$ et des mesures de recyclage des capitaux d'un montant de 571 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 366 millions \$).
  - Nous avons obtenu un total de 4,8 milliards \$ provenant de financements sans recours, ce qui nous a permis de réduire à 5,1 % les coûts d'emprunt moyens pondérés.
  - Nous avons émis des parts privilégiées d'un montant en capital de 175 millions \$ CA (131 millions \$) au cours du premier trimestre et avons conclu un financement par voie d'émission d'une obligation verte parmi les plus importants effectués par une société au Canada d'un montant en capital de 600 millions \$ CA (454 millions \$) d'une durée d'au plus 30 ans.
  - TerraForm Power a conclu une émission d'actions ordinaires de catégorie A d'un montant en capital de 250 millions \$ en même temps qu'un placement privé de 50 millions \$ avec Énergie Brookfield et a émis des billets de premier rang d'un montant en capital de 700 millions \$.

## Croissance et développement

En mars 2019, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons convenu d'investir un montant en capital de 750 millions \$ CA (participation nette d'Énergie Brookfield de 188 millions \$ CA) dans des titres convertibles à 7 % de TransAlta Corporation, premier producteur d'électricité en importance en Alberta, au Canada. L'investissement sera effectué en deux tranches, la première tranche de 350 millions \$ CA ayant été financée à la clôture initiale survenue en mai 2019, et la seconde, de 400 millions \$ CA, devrait être financée en octobre 2020. Ces titres convertibles sont assortis d'une option qui nous permet de les convertir, à partir de 2025 en une participation pouvant atteindre 49 % dans un portefeuille hydroélectrique de grande qualité de TransAlta d'une puissance de 813 MW, situé en Alberta, en fonction d'un multiple d'évaluation correspondant à 13 fois le BAIIA annuel moyen du portefeuille des trois exercices précédant la conversion. Nous avons également convenu, avec nos partenaires institutionnels, sous réserve de certaines modalités, de monter à 9 % le pourcentage d'actions ordinaires de TransAlta que nous détenons. La participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En décembre 2019, nous avons constitué, de concert avec nos investisseurs institutionnels, une coentreprise à parts égales visant X-Elio, société mondiale spécialisée dans le développement, la conception, la construction et l'exploitation d'installations solaires photovoltaïques dont le siège social est situé à Madrid, en Espagne. Notre quote-part de la contrepartie totale s'est élevée à 138 millions \$. Le portefeuille diversifié de X-Elio comprend des actifs en exploitation d'une puissance de 972 MW, des actifs en construction d'une puissance d'environ 1 000 MW et un portefeuille de projets de développement de 5 000 MW. Énergie Brookfield détient une participation d'environ 12,5 % dans X-Elio.

En 2019, nous avons conclu, de concert avec nos partenaires institutionnels, l'acquisition d'actifs éoliens en exploitation en Asie d'une puissance de 410 MW, pour une contrepartie totale de 239 millions \$, la participation d'Énergie Brookfield s'élevant à 25 %.

En 2019, nous avons continué à faire évoluer notre portefeuille de projets de développement.

- Nous avons mis en service des projets en développement d'une puissance de 50 MW (un projet hydroélectrique au Brésil de 19 MW et un projet de production d'énergie solaire sur commande en Chine de 31 MW).
- Nous avons poursuivi la construction de projets hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire (production liée aux services publics et sur commande) et d'accumulation par pompage d'une puissance de 717 MW. La mise en service de ces projets devrait survenir entre 2020 et 2021.

## 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)	2019	2018	2017
Produits.....	2 980 \$	2 982 \$	2 625 \$
Coûts d'exploitation directs .....	(1 012)	(1 036)	(978)
Coûts de service de gestion.....	(108)	(80)	(82)
Charge d'intérêts – emprunts .....	(682)	(705)	(632)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	11	68	2
Change et perte latente sur les instruments financiers .....	(33)	(34)	(46)
Charge d'amortissement.....	(798)	(819)	(782)
Recouvrement (charge) d'impôt.....	(51)	59	(88)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(59) \$	42 \$	(56) \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA.....	1,33	1,30	1,30
€.....	0,89	0,85	0,89
R\$.....	3,95	3,65	3,19
COP.....	3 280	2 956	2 951

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

Les produits se sont élevés à 2 980 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ce qui représente une diminution de 2 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Sur une base comparable en devises constantes, les produits ont augmenté de 130 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 ajout de 107 millions \$ aux produits. La hausse de la production a ajouté 23 millions \$ aux produits 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 neutralisées par de moins bonnes conditions hydrologiques au Canada. Les variations de change ont eu une incidence négative de 143 millions \$ sur les produits étant donné le raffermissement du dollar américain. L'ajout de 55 millions \$ aux produits, soit 597 GWh à la production, provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été contrebalancé en partie par la diminution des produits de 44 millions \$, soit 220 GWh de moins, attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 012 millions \$ en 2019 représentent une diminution de 24 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 108 millions \$ en 2019 représentent une augmentation de 28 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent attribuable à la croissance de nos activités.

La charge d'intérêts sur les emprunts s'élevant à 682 millions \$ en 2019 représente une diminution de 23 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, à une baisse des emprunts de la société mère et à l'effet de change mentionné ci-dessus.

En 2019, la quote-part de 11 millions \$ des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence représente une baisse de 57 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent en raison d'une hausse de la charge d'amortissement et des pertes de couverture latentes.

La charge d'impôt de 51 millions \$ représente une augmentation de 110 millions \$, car l'exercice précédent avait été avantageé par un recouvrement d'impôt différé important au sein de nos activités en Colombie découlant de la législation fiscale adoptée à la fin de 2018.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est élevée à 59 millions \$ en 2019, comparativement à un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 42 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 en raison des éléments susmentionnés.

### **Analyse des variations pour l'exercice considéré (2018 par rapport à 2017)**

Les produits se sont élevés à 2 982 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce qui représente une augmentation de 357 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille, grâce à nos récentes acquisitions et projets de développement, s'est traduite par un apport de 2 792 GWh à la production et de 272 millions \$ aux produits, qui a été en partie annulé par l'incidence de la vente en 2017 de l'une de nos centrales éoliennes en Irlande dont l'apport représentait des produits de 8 millions \$ et une production de 75 GWh pour l'exercice précédent. L'apport provenant du portefeuille sur une base comparable a ajouté 93 millions \$ aux produits. La hausse des prix réalisés moyens, qui a ajouté 221 millions \$ aux produits, a été soutenue surtout par la hausse des prix du marché provenant de nos installations commerciales, l'incidence des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats existants et l'augmentation des produits tirés de la capacité aux États-Unis. La diminution de la production a entraîné une baisse des produits de 90 millions \$ en raison du retour à la normale des conditions hydrologiques dans l'État de New York et au Canada où la production avait été 15 % supérieure à la moyenne à long terme en 2017 et de l'incidence de notre décision d'accumuler l'eau dans nos réservoirs en Colombie en prévision des prix plus élevés pendant la prochaine saison sèche. La diminution nette des produits de 38 millions \$ imputable à l'effet de change a été principalement occasionnée par la dépréciation du réal.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 1 036 millions \$ représentent une hausse de 58 millions \$ soutenue par la croissance de notre portefeuille, qui a ajouté 56 millions \$ aux coûts d'exploitation directs. Compte non tenu des recouvrements de coûts non récurrents de 10 millions \$ au cours de l'exercice précédent, les coûts d'exploitation ont augmenté de 5 millions \$ sur une base comparable, l'incidence de l'inflation ayant été presque totalement contrebalancée par les avantages tirés de la mise en œuvre de nos mesures de réduction des coûts à l'échelle de l'entreprise. L'effet de change mentionné ci-dessus a entraîné une diminution des coûts d'exploitation de 13 millions \$.

Les coûts de service de gestion totalisant 80 millions \$ représentent une diminution de 2 millions \$ attribuable au recul de la valeur des capitaux propres des commanditaires sur le marché par rapport à celle de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts s'est établie à 705 millions \$, soit une augmentation de 73 millions \$ par rapport à celle de l'exercice précédent découlant de la croissance de notre portefeuille qui, à elle seule, représentait une charge d'intérêts additionnelle de 96 millions \$.

La charge d'amortissement s'est élevée à 819 millions \$, soit une augmentation de 37 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent découlant de la croissance, qui a été en partie annulée par l'effet de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 42 millions \$, contre une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 56 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

# 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)	2019	2018
Actifs détenus en vue de la vente.....	352 \$	920 \$
Actifs courants .....	1 474	1 961
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	1 889	1 569
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	30 714	29 025
Total de l'actif.....	35 691	34 103
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....	137	533
Emprunts de la société mère .....	2 100	2 328
Emprunts sans recours .....	8 904	8 390
Passifs d'impôt différé .....	4 537	4 140
Total du passif et des capitaux propres .....	35 691	34 103

### Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs détenus en vue de la vente se chiffraient à 352 millions \$ au 31 décembre 2019 par rapport à 920 millions \$ au 31 décembre 2018. La diminution de 568 millions \$ s'explique par la vente de cinq projets sur les six qui composaient le portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud.

Au 31 décembre 2019, Énergie Brookfield avait présenté comme actifs détenus en vue de la vente sept centrales solaires (91 MW) en Asie et en Afrique du Sud.

Au cours de 2019, Énergie Brookfield a aussi conclu la vente de six centrales éoliennes (191 MW) en Europe. Au 31 décembre 2018, ces actifs n'étaient pas inclus dans les actifs détenus en vue de la vente.

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 30,7 milliards \$ au 31 décembre 2019, contre 29,0 milliards \$ au 31 décembre 2018. L'augmentation des immobilisations corporelles de 1,7 milliard \$ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 2,0 milliards \$, laquelle tient compte de l'avantage tiré de la baisse des taux d'actualisation ainsi que de la mise en œuvre réussie de certaines mesures de réduction des coûts et d'augmentation des produits. L'acquisition d'un actif éolien en exploitation en Asie d'une puissance de 410 MW a eu pour effet d'augmenter les immobilisations corporelles de 550 millions \$ tandis que l'effet des ajouts inscrits à l'actif attribuables aux dépenses d'investissement de maintien de nos activités hydroélectriques et projets de développement en cours de construction se traduisait par une augmentation des immobilisations corporelles de 218 millions \$. À l'adoption d'IFRS 16 le 1<sup>er</sup> janvier 2019, nous avons inscrit à l'actif des contrats de location de 145 millions \$. Ces augmentations ont été en partie neutralisées par la vente de six centrales éoliennes en exploitation en Europe, entraînant une diminution de 440 millions \$ et une charge d'amortissement de 798 millions \$ associée aux immobilisations corporelles pour l'exercice. Le raffermissement du dollar canadien a été contrebalancé principalement par la dévaluation du réal et du peso colombien par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné une augmentation nette des immobilisations corporelles de 61 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.

## Emprunts de la société mère

Les emprunts de la société mère se chiffraient à 2,1 milliards \$ au 31 décembre 2019, contre 2,3 milliards \$ au 31 décembre 2018. Au cours de l'exercice, nous avons conclu l'émission d'une obligation verte parmi les plus importantes effectuées par une société au Canada, soit des billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$) et des billets à moyen terme de série 13 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$); nous avons aussi remboursé les billets à moyen terme de série 7 d'un montant en capital de 450 millions \$ CA (341 millions \$), portant la durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette à 10 ans et réduisant le taux d'intérêt moyen à 4,1 %. L'incidence du change sur nos billets à moyen terme libellés en dollars canadiens a eu pour effet d'augmenter les emprunts de la société mère de 81 millions \$ en raison du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Un montant net de 422 millions \$ a été remboursé sur la facilité de crédit au cours de la période.

## TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme ou garantit des prix fixes afin de générer des flux de trésorerie sous contrat et de réduire l'exposition d'Énergie Brookfield aux prix de l'électricité sur des marchés déréglementés. Énergie Brookfield a bénéficié également d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui a réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines centrales et a accru ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie. La convention de nivellement de la production éolienne est venue à échéance en février 2019.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu une transaction visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield. Pour de plus amples informations sur l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie, se reporter à la note 28, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités de 2018.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 28, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités.

Énergie Brookfield a également conclu un certain nombre de conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles celle-ci, à titre de membre dirigeant d'entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund, à Brookfield Infrastructure Fund II, à Brookfield Infrastructure Fund III et à Brookfield Infrastructure Fund IV, dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans les activités de production d'énergie avec des partenaires institutionnels, a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de ces entités. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle et inclut ces placements dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield a conclu des conventions avec Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III, Brookfield Infrastructure Fund IV et Brookfield Infrastructure Debt Fund (les « fonds privés ») grâce auxquelles elle a accès à du financement à court terme au moyen des facilités de crédit des fonds privés.

Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a prolongé d'une année l'échéance, jusqu'au 31 décembre 2020, de la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée de 400 millions \$. Au 31 décembre 2019, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée consentie par Brookfield Asset Management. Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a également placé un montant d'au plus 600 millions \$ en dépôt auprès d'Énergie Brookfield. Les fonds en dépôt ont depuis été remboursés en totalité avant le 31 décembre 2019, y compris les intérêts courus. La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a totalisé 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	558 \$	535 \$	601 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	1	7	6
	<b>559 \$</b>	<b>542 \$</b>	<b>607 \$</b>
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie .....	(22) \$	(20) \$	(13) \$
Frais de commercialisation de l'énergie .....	(20)	(24)	(24)
Services d'assurance <sup>1</sup> .....	(23)	(25)	(19)
	<b>(65) \$</b>	<b>(69) \$</b>	<b>(56) \$</b>
(Charge) produit d'intérêts – emprunts.....	(13) \$	(8) \$	— \$
Coûts de service de gestion.....	(108) \$	(80) \$	(82) \$

<sup>1)</sup> Les honoraires liés aux services d'assurance sont versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle agit comme courtier entre des assureurs externes et Énergie Brookfield. Un montant de 1 million \$ du total versé en services d'assurance correspond aux frais de courtage versés à la filiale de Brookfield Asset Management pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (moins de 1 million \$ en 2018).

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	2019	2018
<b>Actifs courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	51 \$	45 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield .....	48	55
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	12	10
		<b>111 \$</b>	<b>110 \$</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	422 \$	402 \$
<b>Passifs courants</b>			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield .....	81 \$	54 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres.....	10	12
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield .....	36	35
		<b>127 \$</b>	<b>101 \$</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Passif sur contrat	Brookfield .....	562 \$	479 \$

## CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, a le droit de recevoir des distributions, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles sur les parts de société en commandité dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandité sont supérieures à 0,375 \$ par part de société en commandité par trimestre, la distribution incitative est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandité sont supérieures à 0,4225 \$ par part de société en commandité par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 50 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 (40 millions \$ en 2018).

### Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

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

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

Les parts privilégiées ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2019, aucune des parts privilégiées n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

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

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

### Capitaux propres des commanditaires

Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 185 727 567 parts de société en commandité et parts de société en commandité rachetables/échangeables, ce qui représente environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, Énergie Brookfield a émis 176 596 parts de société en commandité (289 641 parts de société en commandité en 2018) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

En décembre 2019, Énergie Brookfield a mis fin à son offre publique de rachat dans le cours normal des activités existante, laquelle devait venir à échéance le 30 décembre 2019, et a effectué une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant les parts de société en commandité. Dans le cadre de cette nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 8,9 millions de ses parts de société en commandité, soit environ 5 % des parts de société en commandité émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à

échéance le 30 décembre 2020, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Le 28 décembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 20 000 parts de société en commandite (1 856 798 parts de société en commandite en 2018) négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de moins de 1 million \$ (51 millions \$ en 2018), pour ensuite les annuler le 31 janvier 2019.

## 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 rubrique 5.A « PARTIE 9 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

### RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE

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

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord.....	13 118	13 308	12 238	12 980	905 \$	893 \$	632 \$	619 \$	469 \$	443 \$	150 \$	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
	<b>19 921</b>	<b>20 305</b>	<b>19 722</b>	<b>20 389</b>	<b>1 376</b>	<b>1 353</b>	<b>957</b>	<b>918</b>	<b>720</b>	<b>671</b>	<b>281</b>	<b>279</b>
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord.....	2 969	2 713	3 556	3 169	223	219	163	157	94	93	(64)	(18)
Europe.....	904	677	996	764	95	73	67	57	48	38	(7)	5
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
	<b>4 794</b>	<b>4 176</b>	<b>5 489</b>	<b>4 731</b>	<b>375</b>	<b>346</b>	<b>274</b>	<b>255</b>	<b>171</b>	<b>160</b>	<b>(64)</b>	<b>(8)</b>
Énergie solaire.....	949	753	978	724	183	146	162	117	103	72	5	33
Accumulation et divers .....	374	519	—	—	87	85	41	49	27	32	1	(2)
Siège social .....	—	—	—	—	—	—	10	(16)	(260)	(259)	(282)	(260)
<b>Total</b>	<b>26 038</b>	<b>25 753</b>	<b>26 189</b>	<b>25 844</b>	<b>2 021 \$</b>	<b>1 930 \$</b>	<b>1 444 \$</b>	<b>1 323 \$</b>	<b>761 \$</b>	<b>676 \$</b>	<b>(59)\$</b>	<b>42 \$</b>

## 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.....	32	21
Coûts d'exploitation directs .....	(451)	(456)
BAlIA ajusté.....	957	918
Charge d'intérêts .....	(210)	(232)
Impôt exigible.....	(27)	(15)
Fonds provenant des activités .....	720 \$	671 \$
Charge d'amortissement.....	(332)	(385)
Impôt différé et autres .....	(107)	(7)
Résultat net.....	281 \$	279 \$

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAlIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	8 830	8 245	70 \$	69 \$	393 \$	360 \$	287 \$	252 \$	72 \$	66 \$
Canada.....	4 288	5 063	66	64	239	259	182	191	78	123
	13 118	13 308	69	67	632	619	469	443	150	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 \$	957 \$	918 \$	720 \$	671 \$	281 \$	279 \$

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 469 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 (7 % 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, représentant 24 millions \$ et 670 GW, sur les fonds provenant des activités.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a reculé de 39 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 de la charge de désactualisation 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.....	(7)	(2)
Fonds provenant des activités .....	171 \$	160 \$
Charge d'amortissement.....	(226)	(180)
Impôt différé et autres .....	(9)	12
Résultat net.....	(64) \$	(8) \$

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
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	<b>1 897</b>	1 613	<b>67 \$</b>	76 \$	<b>85 \$</b>	76 \$	<b>41 \$</b>	36 \$	<b>(44) \$</b>	(1) \$
Canada.....	<b>1 072</b>	1 100	<b>90</b>	88	<b>78</b>	81	<b>53</b>	57	<b>(20)</b>	(17)
	<b>2 969</b>	2 713	<b>75</b>	81	<b>163</b>	157	<b>94</b>	93	<b>(64)</b>	(18)
Europe .....	<b>904</b>	677	<b>105</b>	110	<b>67</b>	57	<b>48</b>	38	<b>(7)</b>	5
Brésil .....	<b>630</b>	626	<b>59</b>	69	<b>28</b>	33	<b>19</b>	24	<b>1</b>	1
Asie .....	<b>291</b>	160	<b>69</b>	66	<b>16</b>	8	<b>10</b>	5	<b>6</b>	4
Total .....	<b>4 794</b>	4 176	<b>78 \$</b>	84 \$	<b>274 \$</b>	255 \$	<b>171 \$</b>	160 \$	<b>(64) \$</b>	(8) \$

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord se sont fixés à 94 millions \$ et sont comparables à ceux de 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 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 46 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent en raison de la hausse de la charge d'amortissement attribuable à notre participation accrue dans TerraForm Power et aux 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 de l'acquisition de Saeta par TerraForm Power 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 12 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). Sur une base comparable, le rendement de nos actifs demeure conforme aux attentes.

## 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 .....	978	724
Production (GWh) – réelle.....	949	753
Produits.....	183 \$	146 \$
Autres produits.....	17	5
Coûts d'exploitation directs .....	(38)	(34)
BAIIA ajusté.....	162	117
Charge d'intérêts .....	(59)	(45)
Fonds provenant des activités .....	103 \$	72 \$
Charge d'amortissement.....	(65)	(40)
Impôt différé et autres .....	(33)	1
Résultat net.....	5 \$	33 \$

Les fonds provenant des activités de nos activités d'énergie solaire se sont établis à 103 millions \$, en hausse par rapport à 72 millions \$ pour l'exercice précédent du fait principalement de la croissance de nos activités, notamment en raison de l'acquisition récente par TerraForm Power d'un portefeuille de production décentralisée d'une puissance 322 MW et de l'apport pendant un exercice complet de notre participation accrue dans TerraForm Power.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts de nos activités d'énergie solaire s'est chiffré à 5 millions \$, par rapport à 33 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.

## ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018
Production (GWh) – réelle.....	374	519
Produits.....	87 \$	85 \$
Coûts d'exploitation directs .....	(46)	(36)
BAIIA ajusté.....	41	49
Charge d'intérêts .....	(13)	(17)
Impôt exigible .....	(1)	—
Fonds provenant des activités .....	27	32
Charge d'amortissement.....	(23)	(23)
Impôt différé et autres .....	(3)	(11)
Résultat net.....	1 \$	(2) \$

Les fonds provenant des activités de nos installations du secteur accumulation et divers se sont fixés à 27 millions \$, contre 32 millions \$ pour l'exercice précédent du fait de la diminution des prix de la capacité réalisés dans le nord-est des États-Unis et de la baisse de la production de nos centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 1 million \$, ce qui est conforme à celui de l'exercice précédent.

## SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	<b>2019</b>	2018
Autres produits.....	<b>33 \$</b>	7 \$
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(23)</b>	(23)
BAIIA ajusté.....	<b>10</b>	(16)
Coûts de service de gestion.....	<b>(108)</b>	(80)
Charge d'intérêts .....	<b>(92)</b>	(99)
Distributions <sup>1)</sup> .....	<b>(70)</b>	(64)
Fonds provenant des activités .....	<b>(260) \$</b>	(259) \$
Impôt différé et autres .....	<b>(22)</b>	(1)
Perte nette.....	<b>(282) \$</b>	(260) \$

<sup>1)</sup> Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

Les coûts de service de gestion totalisant 108 millions \$ représentent une augmentation de 28 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.

## RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE 2018 ET 2017

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	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord .....	13 308	13 942	12 980	13 059	893 \$	945 \$	619 \$	665 \$	443 \$	486 \$	189 \$	170 \$
Brésil.....	3 633	3 426	3 927	3 874	244	243	173	178	142	148	3	(3)
Colombie .....	3 364	3 683	3 482	3 488	216	191	126	99	86	52	87	19
	<b>20 305</b>	<b>21 051</b>	<b>20 389</b>	<b>20 421</b>	<b>1 353</b>	<b>1 379</b>	<b>918</b>	<b>942</b>	<b>671</b>	<b>686</b>	<b>279</b>	<b>186</b>
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord.....	2 713	1 765	3 169	2 019	219	161	157	119	93	74	(18)	9
Europe .....	677	490	764	513	73	46	57	26	38	15	5	(15)
Brésil .....	626	278	645	245	42	26	33	22	24	16	1	11
Asie .....	160	—	153	—	12	—	8	—	5	—	4	—
	<b>4 176</b>	<b>2 533</b>	<b>4 731</b>	<b>2 777</b>	<b>346</b>	<b>233</b>	<b>255</b>	<b>167</b>	<b>160</b>	<b>105</b>	<b>(8)</b>	<b>5</b>
<b>Énergie solaire.....</b>	<b>753</b>	<b>56</b>	<b>724</b>	<b>53</b>	<b>146</b>	<b>8</b>	<b>117</b>	<b>6</b>	<b>72</b>	<b>2</b>	<b>33</b>	<b>(5)</b>
<b>Accumulation et divers .....</b>	<b>519</b>	<b>328</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>85</b>	<b>59</b>	<b>49</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>19</b>	<b>(2)</b>	<b>(6)</b>
<b>Siège social .....</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>(16)</b>	<b>(6)</b>	<b>(259)</b>	<b>(231)</b>	<b>(260)</b>	<b>(236)</b>
<b>Total.....</b>	<b>25 753</b>	<b>23 968</b>	<b>25 844</b>	<b>23 251</b>	<b>1 930 \$</b>	<b>1 679 \$</b>	<b>1 323 \$</b>	<b>1 142 \$</b>	<b>676 \$</b>	<b>581 \$</b>	<b>42 \$</b>	<b>(56) \$</b>

## 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)	2018	2017
Production (GWh) – MLT .....	20 389	20 421
Production (GWh) – réelle.....	20 305	21 051
Produits.....	1 353 \$	1 379 \$
Autres produits.....	21	15
Coûts d'exploitation directs .....	(456)	(452)
BAIIA ajusté.....	918	942
Charge d'intérêts .....	(232)	(240)
Impôt exigible.....	(15)	(16)
Fonds provenant des activités .....	671 \$	686 \$
Charge d'amortissement.....	(385)	(388)
Impôt différé et autres .....	(7)	(112)
Résultat net.....	279 \$	186 \$

Le tableau suivant présente les résultats au prorata, par secteur géographique, des activités de production hydroélectrique 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	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	8 245	8 030	69 \$	71 \$	355 \$	360 \$	247 \$	248 \$	74 \$	6 \$
Canada .....	5 063	5 912	64	64	264	305	196	238	115	164
	13 308	13 942	67	68	619	665	443	486	189	170
Brésil.....	3 633	3 426	67	71	173	178	142	148	3	(3)
Colombie.....	3 364	3 683	64	52	126	99	86	52	87	19
Total .....	20 305	21 051	67 \$	66 \$	918 \$	942 \$	671 \$	686 \$	279 \$	186 \$

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord s'étaient fixés à 443 millions \$ en 2018, comparativement à 486 millions \$ pour l'exercice précédent. Bien que la production ait été 3 % supérieure à la moyenne à long terme, elle avait été 5 % inférieure à celle de l'exercice précédent, alors que nous avons profité d'une production supérieure à la moyenne (7 % supérieure à la moyenne à long terme). Les produits moyens par MWh étaient comparables à ceux de l'exercice précédent, les avantages tirés des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats ayant été atténués en partie par l'incidence de la combinaison d'énergie produite (la production était plus élevée aux termes de contrats assortis de prix plus bas). Nous avons également tiré parti des mesures de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 19 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par les économies d'impôt différé alors que l'exercice précédent avait été touché par une charge d'impôt différé ponctuelle découlant de l'incidence de la réforme fiscale américaine à la fin de 2017.

## Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil s'étaient fixés à 142 millions \$ en 2018, comparativement à 148 millions \$ pour l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités avaient augmenté de 5 % en regard de ceux de l'exercice précédent, grâce à la hausse de la production comparable, à celle des produits moyens par MWh en raison des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux bénéfices tirés des démarches de renouvellement de contrats et à la contribution des projets de développement. Ces avantages avaient été plus que contrebalancés par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 6 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été plus que contrebalancée par une 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 s'étaient fixés à 86 millions \$ en 2018, comparativement à 52 millions \$ pour l'exercice précédent. Nos mesures de réduction des coûts et une hausse de 23 % des produits par MWh, découlant des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats et des démarches de renouvellement de contrats, avaient été atténuées en partie par une production qui était 3 % inférieure à la moyenne à long terme alors que nous accumulons l'eau dans nos réservoirs en prévision de la hausse des prix pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 68 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus et d'un recouvrement d'impôt différé découlant de la législation fiscale adoptée à la fin de 2018.

## 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)	2018	2017
Production (GWh) – MLT .....	4 731	2 777
Production (GWh) – réelle.....	4 176	2 533
Produits.....	346 \$	233 \$
Autres produits.....	13	—
Coûts d'exploitation directs .....	(104)	(66)
BAIIA ajusté.....	255	167
Charge d'intérêts .....	(93)	(61)
Impôt exigible .....	(2)	(1)
Fonds provenant des activités .....	160	105
Charge d'amortissement.....	(180)\$	(122)\$
Impôt différé et autres .....	12	22
Résultat net.....	(8)\$	5 \$

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	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Amérique du Nord</b>										
États-Unis .....	1 600	658	76 \$	91 \$	75 \$	37 \$	36 \$	17 \$	(3) \$	11 \$
Canada.....	1 113	1 107	88	91	82	82	57	57	(15)	(2)
	<u>2 713</u>	<u>1 765</u>	<u>81</u>	<u>91</u>	<u>157</u>	<u>119</u>	<u>93</u>	<u>74</u>	<u>(18)</u>	<u>9</u>
Europe .....	677	490	110	94	57	26	38	15	5	(15)
Brésil .....	626	278	69	94	34	22	24	16	1	11
Asie .....	160	—	66	—	7	—	5	—	4	—
Total .....	<u>4 176</u>	<u>2 533</u>	<u>84 \$</u>	<u>92 \$</u>	<u>255 \$</u>	<u>167 \$</u>	<u>160 \$</u>	<u>105 \$</u>	<u>(8) \$</u>	<u>5 \$</u>

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord s'étaient fixés à 93 millions \$ en 2018, comparativement à 74 millions \$ pour l'exercice précédent, grâce essentiellement à l'apport provenant de notre participation dans TerraForm Power. Sur une base comparable, le rendement de notre portefeuille était conforme à celui de l'exercice précédent.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait reculé de 27 millions \$, 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 de la charge d'amortissement entraînée par la croissance du portefeuille.

### Europe

Les fonds provenant des activités en Europe s'étaient fixés à 38 millions \$ en 2018, comparativement à 15 millions \$ pour l'exercice précédent, en raison surtout de l'apport de l'acquisition de Saeta par TerraForm Power au cours de l'exercice et d'un profit de 8 millions \$ à la vente d'un projet de développement au Royaume-Uni. Sur une base comparable, la hausse des produits moyens par MWh attribuable à l'augmentation des prix du marché avait été neutralisée par une diminution de la production découlant de la baisse de la disponibilité des ressources éoliennes.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait augmenté de 20 millions \$ en 2018, par rapport à celui de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

### Brésil

Les fonds provenant des activités au Brésil s'étaient fixés à 24 millions \$ en 2018, comparativement à 16 millions \$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'apport de notre participation dans TerraForm Global, soit des fonds provenant des activités de 12 millions \$ et une production de 375 GWh. Sur une base comparable, l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de nos démarches de renouvellement de contrats a été annulée par une diminution de la production, celle de l'exercice précédent ayant profité d'un régime des vents supérieur à la moyenne (13 % supérieur à la moyenne à long terme) et de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts avait diminué de 10 millions \$ en 2018, 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 de la charge d'amortissement entraînée par la croissance du portefeuille et l'incidence du change.

### Asie

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités éoliennes en Asie se sont fixés à respectivement 5 millions \$ et 4 millions \$ en 2018. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes depuis l'acquisition d'une participation dans TerraForm Global.

## 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)	2018	2017
Production (GWh) – MLT .....	724	53
Production (GWh) – réelle.....	753	56
Produits.....	146 \$	8 \$
Autres produits.....	5	—
Coûts d'exploitation directs .....	(34)	(2)
BAIIA ajusté.....	117	6
Charge d'intérêts .....	(45)	(3)
Charge d'impôt exigible.....	—	(1)
Fonds provenant des activités .....	72 \$	2 \$
Charge d'amortissement.....	(40)	(4)
Impôt différé et autres .....	1	(3)
Résultat net.....	33 \$	(5)\$

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable à nos porteurs de parts de nos activités de production d'énergie solaire s'étaient fixés à respectivement 72 millions \$ et 33 millions \$ en 2018, comparativement à respectivement 2 millions \$ et une perte de 5 millions \$ pour l'exercice précédent. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes depuis l'acquisition de nos participations dans TerraForm Power et TerraForm Global. La production était plutôt comparable à la moyenne à long terme.

## ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs énergie solaire et accumulation et divers pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – réelle.....	519	328
Produits.....	85 \$	59 \$
Autres produits.....	—	6
Coûts d'exploitation directs .....	(36)	(32)
BAIIA ajusté.....	49	33
Charge d'intérêts .....	(17)	(14)
Impôt exigible.....	—	—
Fonds provenant des activités .....	32 \$	19 \$
Charge d'amortissement.....	(23)	(25)
Impôt différé et autres .....	(11)	—
Résultat net.....	(2)\$	(6)\$

Les fonds provenant des activités de nos centrales d'accumulation par pompage et des installations alimentées à la biomasse avaient augmenté de 13 millions \$ en 2018. Cela s'explique par l'amélioration du rendement de notre centrale en Nouvelle-Angleterre, laquelle était soutenue par une hausse des prix en fonction de la puissance et de la production, et par l'apport pendant un exercice complet de notre centrale d'accumulation par pompage au Royaume-Uni.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts avait diminué de 4 millions \$ en 2018, l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus ayant été contrebalancée en partie par la cession de notre centrale de cogénération en Ontario au cours de l'exercice.

## SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Autres produits.....	7 \$	19 \$
Coûts d'exploitation directs .....	(23)	(25)
BAlIA ajusté.....	(16)	(6)
Coûts de service de gestion.....	(80)	(82)
Charge d'intérêts .....	(99)	(89)
Distributions <sup>1</sup> .....	(64)	(54)
Fonds provenant des activités .....	(259) \$	(231) \$
Impôt différé et autres .....	(1)	(5)
Perte nette.....	(260) \$	(236) \$

<sup>1)</sup> Distributions sur les parts privilégiées et les actions privilégiées de catégorie A.

Les coûts de service de gestion totalisant 80 millions \$ en 2018 représentaient une diminution de 2 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui était attribuable à la capitalisation boursière inférieure des capitaux propres de nos commanditaires par rapport à celle de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts avait augmenté de 10 millions \$ en 2018, contre celle de l'exercice précédent en raison de la hausse des emprunts contractés pour financer la croissance de nos activités.

Les distributions avaient augmenté de 10 millions \$ en 2018, par rapport à celles de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts privilégiées d'un montant en capital de 250 millions \$ CA (201 millions \$) réalisée au premier trimestre de 2018.

## 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 2019 :

(EN MILLIONS)	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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne					Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie								
Produits .....	905	234	237	223	95	37	20	183	87	—	2 021	(379)	1 338	2 980	
Autres produits .....	13	19	—	2	4	—	—	17	—	33	88	(17)	(14)	57	
Coûts d'exploitation directs .....	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(38)	(46)	(23)	(665)	108	(455)	(1 012)	
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	288	26	314	
BAIIA ajusté .....	632	181	144	163	67	28	16	162	41	10	1 444	—	895	—	
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(108)	(108)	—	—	(108)	
Charge d'intérêts – emprunts .....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(59)	(13)	(92)	(470)	104	(316)	(682)	
Impôt exigible .....	(7)	(11)	(9)	(3)	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(35)	9	(39)	(65)	
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(113)	(12)	(125)	
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(528)	(528)	
Fonds provenant des activités .....	469	150	101	94	48	19	10	103	27	(260)	761	—	—	—	
Charge d'amortissement .....	(227)	(84)	(21)	(157)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(650)	155	(303)	(798)	
Change et perte latente sur les instruments financiers .....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	9	(12)	(33)	
Recouvrement d'impôt différé .....	(27)	4	(4)	24	11	—	—	15	—	46	69	(41)	(14)	14	
Divers .....	(76)	(6)	(2)	(23)	(9)	2	—	(49)	—	(46)	(209)	55	63	(91)	
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(178)	—	(178)	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	266	266	
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	150	59	72	(64)	(7)	1	6	5	1	(282)	(59)	—	—	(59)	

<sup>1</sup>) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 11 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 262 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.

<sup>2</sup>) 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	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits.....	893	244	216	219	73	42	12	146	85	—	1 930	(286)	1 338	2 982
Autres produits.....	12	5	4	2	11	—	—	5	—	7	46	(7)	11	50
Coûts d'exploitation directs.....	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	86	(469)	(1 036)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	207	20	227
BAIIA ajusté.....	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	—	900	—
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(80)	(80)	—	—	(80)
Charge d'intérêts – emprunts.....	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	82	(301)	(705)
Impôt exigible.....	(4)	(9)	(2)	(1)	(2)	—	1	—	—	—	(17)	3	(16)	(30)
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.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(85)	(12)	(97)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(571)	(571)
Fonds provenant des activités.....	443	142	86	93	38	24	5	72	32	(259)	676	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(231)	(136)	(18)	(122)	(43)	(13)	(2)	(40)	(23)	(2)	(630)	96	(285)	(819)
Change et perte latente sur les instruments financiers.....	(1)	(1)	7	2	9	(10)	3	(9)	(2)	—	(2)	(3)	(29)	(34)
Charge d'impôt différé.....	(1)	1	18	20	2	—	—	21	—	24	85	(50)	54	89
Divers.....	(21)	(3)	(6)	(11)	(1)	—	(2)	(11)	(9)	(23)	(87)	19	(14)	(82)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(62)	—	(62)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	274	274
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	189	3	87	(18)	5	1	4	33	(2)	(260)	42	—	—	42

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 68 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 297 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.

<sup>2)</sup> 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 2017 :

(EN MILLIONS)	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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Accumulation et divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Énergie solaire						
Produits .....	945	243	191	161	46	26	8	59	—	1 679	(74)	1 020	2 625
Autres produits .....	1	12	2	—	—	—	—	6	19	40	(11)	18	47
Coûts d'exploitation directs .....	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	28	(429)	(978)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	57	—	57
BAIIA ajusté .....	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	—	609	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	(82)	(82)	—	—	(82)
Charge d'intérêts – emprunts .....	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	21	(246)	(632)
Impôt exigible .....	1	(12)	(5)	—	(1)	—	(1)	—	—	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	(28)	(28)	—	—	(28)
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(22)	—	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(341)	(341)
Fonds provenant des activités .....	486	148	52	74	15	16	2	19	(231)	581	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(220)	(142)	(26)	(90)	(25)	(7)	(4)	(25)	—	(539)	22	(265)	(782)
Change et perte latente sur les instruments financiers .....	(12)	(3)	(3)	1	(14)	—	(1)	—	(15)	(47)	2	(1)	(46)
Charge (recouvrement) d'impôt différé .....	(67)	2	(10)	28	5	—	1	—	16	(25)	(3)	(21)	(49)
Divers .....	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	—	(6)	(26)	12	(1)	(15)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(33)	—	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	288	288
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	170	(3)	19	9	(15)	11	(5)	(6)	(236)	(56)	—	—	(56)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 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 53 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.

<sup>2)</sup> 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 et avec le BAIIA ajusté au prorata, et le résultat par part fait l'objet d'un rapprochement avec les fonds provenant des activités par part pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019	2018	2017	2016	2015	Par part <sup>1</sup>				
						2019	2018	2017	2016	2015
Résultat net attribuable aux éléments suivants :										
Capitaux propres des commanditaires.....	(34) \$	24 \$	(32) \$	(36) \$	2 \$	(0,19) \$	0,13 \$	(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	—	1	(1)	—	—	—	—	—	—	—
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(25)	17	(23)	(29)	1	—	—	—	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts..	(59) \$	42 \$	(56) \$	(65) \$	3 \$	(0,19) \$	0,13 \$	(0,18) \$	(0,23) \$	0,01 \$
Charge d'amortissement .....	650	630	539	540	462	2,09	2,02	1,76	1,87	1,68
Change et perte latente (profit latent) sur les instruments financiers.....	30	2	47	(4)	8	0,10	0,01	0,15	(0,01)	0,03
Charge d'impôt différé.....	(69)	(85)	25	(78)	(78)	(0,22)	(0,27)	0,08	(0,27)	(0,28)
Divers .....	209	87	26	26	72	0,67	0,27	0,09	0,09	0,25
Fonds provenant des activités .....	761 \$	676 \$	581 \$	419 \$	467 \$	2,45 \$	2,16 \$	1,90 \$	1,45 \$	1,69 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :										
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	44	38	28	15	1					
Actions privilégiées .....	26	26	26	25	30					
Impôt exigible.....	35	17	18	19	15					
Charge d'intérêts – emprunts .....	470	486	407	402	346					
Coûts de service de gestion.....	108	80	82	62	48					
BAIIA ajusté au prorata .....	1 444 \$	1 323 \$	1 142 \$	942 \$	907 \$					
Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle .....	895	900	609	557	317					
BAIIA ajusté consolidé.....	2 339 \$	2 223 \$	1 751 \$	1 499 \$	1 224 \$					
Moyenne pondérée des parts en circulation <sup>1</sup> ...						311,2	312,6	305,8	288,7	275,6

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

## PROFIL DES CONTRATS

En règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin de fournir une forte prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement aux changements climatiques, des exigences découlant de la législation dans certaines régions visant à délaissier la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de 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 90 % et 70 % de la moyenne à long terme et nous prévoyons maintenir ces taux à l'avenir. Dans l'ensemble, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 13 ans (au prorata).

(en GWh, sauf indication contraire)	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Hydroélectricité</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis <sup>1</sup> .....	7 910	5 763	4 446	4 446	4 446
Canada <sup>1</sup> .....	4 066	2 929	2 152	2 074	2 061
	11 976	8 692	6 598	6 520	6 507
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis.....	2 065	1 969	2 013	2 010	1 786
Canada.....	1 269	1 270	1 269	1 269	1 269
	3 334	3 239	3 282	3 279	3 055
Europe.....	785	766	766	756	696
Asie.....	423	423	423	423	423
	4 542	4 428	4 471	4 458	4 174
Énergie solaire.....	1 259	1 257	1 255	1 254	1 252
Production visée par contrat au prorata.....	17 777	14 377	12 324	12 232	11 933
Production non visée par contrat au prorata.....	895	4 293	6 343	6 432	6 817
	18 672	18 670	18 667	18 664	18 750
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	95 %	77 %	66 %	66 %	64 %
Prix par MWh – production totale au prorata.....	77 \$	84 \$	91 \$	92 \$	92 \$

<sup>1)</sup> Comprend la production de 3 753 GWh pour 2020 et de 1 334 GWh pour 2021 garantie par des contrats financiers.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée au prorata s'élève à 16 ans en Amérique du Nord, à 10 ans au Brésil, à 3 ans en Colombie, à 13 ans en Europe et à 19 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 (37 %), sociétés de distribution (23 %), utilisateurs industriels (22 %) et Brookfield (18 %).

# PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

## STRUCTURE DU CAPITAL

Un élément important de notre stratégie de financement est l'accès par nos filiales à du financement de première qualité pour financer la quasi-totalité de notre dette au moyen d'emprunts sans recours, grevant des actifs précis, sans clauses financières restrictives portant sur le maintien. Près de 95 % de notre dette est cotée de première qualité ou atteint les seuils de première qualité et est à environ 80 % liée à des projets.

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Siège social		Consolidé	
	2019	2018	2019	2018
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	299 \$	721 \$	299 \$	721 \$
Dette				
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	1 808 \$	1 613 \$	1 808 \$	1 613 \$
Emprunts sans recours <sup>3</sup> .....	—	—	8 964	8 465
	1 808	1 613	10 772	10 078
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>4</sup> .....	—	—	4 421	4 049
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle.....	—	—	8 742	8 129
Actions privilégiées.....	597	568	597	568
Parts de société en commandite privilégiées.....	833	707	833	707
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.....	7 959	7 802	7 959	7 802
Total de la structure du capital .....	11 197 \$	10 690 \$	33 324 \$	31 333 \$
Ratio d'endettement.....	16 %	15 %	32 %	32 %

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

<sup>2)</sup> Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

<sup>3)</sup> Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 142 millions \$ (6 millions \$ en 2018) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 60 millions \$ (75 millions \$ en 2018), déduction faite des primes non amorties.

<sup>4)</sup> Passifs d'impôt différé moins les actifs d'impôt différé.

## LIQUIDITÉS DISPONIBLES

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

(EN MILLIONS)	<b>2019</b>	2018
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield.....	<b>143 \$</b>	169 \$
Placements dans des titres de capitaux propres .....	<b>95</b>	117
Facilités de crédit de la société mère		
Facilités de crédit autorisées <sup>1</sup> .....	<b>2 150</b>	2 100
Emprunts effectués sur les facilités de crédit .....	<b>(299)</b>	(721)
Facilité de lettres de crédit autorisée .....	<b>400</b>	300
Lettres de crédit émises.....	<b>(266)</b>	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	<b>1 985</b>	1 470
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata .....	<b>472</b>	218
Liquidités disponibles .....	<b>2 695 \$</b>	1 974 \$

<sup>1)</sup> 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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019			2018		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt	Durée (en années)	Total
<b>Emprunts de la société mère</b>						
Billets à moyen terme .....	4,1 %	10	1 808 \$	4,4 %	7	1 613 \$
Facilités de crédit <sup>1</sup> .....	2,9 %	5	299	3,3 %	4	721
<b>Emprunts sans recours au prorata<sup>2</sup></b>						
Hydroélectricité .....	5,6 %	10	3 727	5,8 %	9	3 640
Énergie éolienne.....	4,5 %	10	1 742	4,7 %	10	1 792
Énergie solaire .....	4,7 %	10	1 470	5,2 %	11	1 022
Accumulation et divers .....	5,5 %	5	235	5,4 %	6	249
	5,1 %	10	7 174	5,4 %	10	6 703
			<b>9 281 \$</b>			<b>9 037 \$</b>
<b>Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties.....</b>						
			<b>(46)</b>			<b>(48)</b>
			<b>9 235</b>			<b>8 989</b>
<b>Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....</b>						
			<b>(2 157)</b>			<b>(1 972)</b>
<b>Participations ne donnant pas le contrôle.....</b>						
			<b>3 926</b>			<b>3 701</b>
<b>Selon les états financiers IFRS.....</b>						
			<b>11 004 \$</b>			<b>10 718 \$</b>

<sup>1)</sup> Les emprunts aux termes des facilités de crédit de la société mère sont présentés en fonction de la disponibilité sur nos facilités à plus longue durée, peu importe sur quelle facilité de crédit le montant a été emprunté.

<sup>2)</sup> Les montants ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 11 millions \$ associée aux portefeuilles dont les actifs étaient classés comme étant détenus en vue de la vente au 31 décembre 2019 (60 millions \$ en 2018).

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 31 décembre 2019 :

(EN MILLIONS)	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
<b>Remboursements de capital des emprunts<sup>1</sup></b>							
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	—	—	308	—	—	1 500	1 808
Emprunts sans recours							
Facilités de crédit .....	—	6	147	50	—	—	203
Hydroélectricité .....	—	—	215	423	83	2 135	2 856
Énergie éolienne .....	—	—	56	87	—	303	446
Énergie solaire .....	9	137	—	87	—	356	589
Accumulation et divers .....	—	61	—	—	—	152	213
	9	204	418	647	83	2 946	4 307
<b>Amortissement des remboursements de capital des emprunts</b>							
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité .....	57	56	73	59	66	509	820
Énergie éolienne .....	107	108	106	109	118	738	1 286
Énergie solaire .....	47	51	55	58	60	468	739
Accumulation et divers .....	3	3	3	4	5	4	22
	214	218	237	230	249	1 719	2 867
Total .....	223	422	963	877	332	6 165	8 982
<b>Intérêts à payer<sup>1,3</sup></b>							
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	82	83	76	69	69	451	830
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité .....	12	14	13	12	11	81	143
Énergie éolienne .....	266	243	226	205	184	815	1 939
Énergie solaire .....	84	65	62	53	44	225	533
Accumulation et divers .....	30	30	30	30	30	30	180
	392	352	331	300	269	1 151	2 795
Total .....	474	435	407	369	338	1 602	3 625

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

<sup>2)</sup> Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

<sup>3)</sup> 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 2024 et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	<b>2019</b>	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation.....	<b>1 212 \$</b>	1 103 \$	928 \$
Activités de financement.....	<b>(1 010)</b>	(1 080)	(27)
Activités d'investissement.....	<b>(251)</b>	(624)	(328)
(Perte) profit de change sur la trésorerie.....	<b>(4)</b>	(17)	3
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....	<b>(53) \$</b>	(618) \$	576 \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 se sont établis à 1 212 millions \$, par rapport à 1 103 millions \$ en 2018. L'augmentation de 109 millions \$ des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation est principalement attribuable à la croissance et au rendement d'exploitation solide de notre entreprise, comme le reflète l'augmentation des fonds provenant des activités en regard de ceux de l'exercice précédent.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'élevaient à 1 103 millions \$, une augmentation de 175 millions \$ par rapport à l'exercice 2017. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation au cours de l'exercice précédent avait été soutenue essentiellement par l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille, contrebalancée en partie par l'incidence des flux de trésorerie découlant de la diminution de la production du secteur hydroélectricité en regard de celle de l'exercice précédent.

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)	<b>2019</b>	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants.....	<b>(41) \$</b>	(122) \$	(40) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	<b>8</b>	32	32
Autres actifs et passifs.....	<b>(54)</b>	22	(17)
	<b>(87) \$</b>	(68) \$	(25) \$

### Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 1 010 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Nous avons émis des parts privilégiées de série 15 d'un montant en capital 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 2,2 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 2,2 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 706 millions \$, ont augmenté principalement en raison du solide rendement de nos activités en Colombie au cours de l'exercice.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables se sont établies à 684 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 2,06 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 0,10 \$ par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2019. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées se sont élevées à 69 millions \$.

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement avaient totalisé 1 080 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. Au cours de l'exercice, nous avons contracté 3,3 milliards \$ de dette à long terme et en avons remboursé 3,5 milliards \$, pour un remboursement net de 266 millions \$, principalement des remboursements prévus de capital. Nous avons 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 avons 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 553 millions \$ ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, desquelles un montant de 107 millions \$ était attribuable à la croissance de notre portefeuille à la suite de l'acquisition de TerraForm Global, qui avait été effectuée de concert avec nos investisseurs institutionnels au cours de l'exercice précédent.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables s'établissaient à 643 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,96 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 0,09 \$ par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2018. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées s'étaient élevées à 63 millions \$.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement avaient totalisé 27 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Au cours de l'exercice, nous avons contracté 1,9 milliard \$ de dette à long terme et en avons remboursé 1,6 milliard \$, pour un emprunt net de 267 millions \$ qui était essentiellement lié au financement de la croissance de notre portefeuille et aux initiatives de financement liées à nos projets. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation étaient attribuables à la croissance de notre portefeuille grâce à nos partenaires institutionnels et avaient totalisé 294 millions \$. Afin de financer la croissance de notre portefeuille, les activités sur les marchés financiers avaient entraîné l'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées, pour un produit net de 598 millions \$. Les distributions de 539 millions \$ versées aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation s'expliquaient essentiellement par la hausse des dividendes versés par nos activités en Colombie et la vente de notre portefeuille éolien en Irlande.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les distributions versées aux porteurs de parts de société en commandite et aux porteurs de parts de société en commandite rachetables/échangeables s'étaient élevées à 591 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,87 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 0,09 \$ par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2017. Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des actions privilégiées s'étaient élevées à 51 millions \$.

### **Activités d'investissement**

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 251 millions \$. Au cours du quatrième trimestre de 2019, nous avons investi un montant de 194 millions \$ dans nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, notamment dans la création d'une contrepartie à parts égales visant X-Elio et l'acquisition, par voie de placement privé, d'actions supplémentaires de TerraForm Power d'un montant en capital de 50 millions \$. Ces investissements ont été en partie financés 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 397 millions \$.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement s'étaient établis à 624 millions \$. Au cours du deuxième trimestre de 2018, notre participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans TerraForm Power avait augmenté, passant de 16 % à 30 %, en raison d'un investissement supplémentaire de 420 millions \$. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 235 millions \$. La trésorerie affectée à l'acquisition d'un portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne en Afrique du Sud d'une puissance de 49 MW au cours du premier trimestre et d'un portefeuille d'énergie éolienne en Irlande d'une puissance de 23 MW au cours du quatrième trimestre de 2018 avait totalisé 56 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient totalisé 328 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'acquisition de TerraForm Global et d'une centrale éolienne en Irlande ainsi que de participations dans TerraForm Power et d'un portefeuille de centrales d'accumulation en Europe avait totalisé 62 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 355 millions \$. Le produit découlant de la vente de la centrale éolienne en Irlande s'élevait à 150 millions \$.

## ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

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

	<b>2019</b>	2018
<b>Actions privilégiées de catégorie A<sup>1</sup></b> .....	<b>31 035 967</b>	31 035 967
<b>Parts privilégiées<sup>2</sup></b>		
Solde au début de l'exercice .....	<b>37 885 496</b>	27 885 496
Émission .....	<b>7 000 000</b>	10 000 000
Solde à la fin de l'exercice.....	<b>44 885 496</b>	37 885 496
<b>Participation de commandité</b> .....	<b>2 651 506</b>	2 651 506
<b>Parts de société en commandite rachetables/échangeables</b> .....	<b>129 658 623</b>	129 658 623
<b>Parts de société en commandite</b>		
Solde au début de l'exercice .....	<b>178 821 204</b>	180 388 361
Régime de réinvestissement des distributions .....	<b>176 596</b>	289 641
Rachat pour annulation .....	<b>(20 000)</b>	(1 856 798)
Solde à la fin de l'exercice.....	<b>178 977 800</b>	178 821 204
<b>Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral<sup>3</sup></b> .....	<b>308 636 423</b>	308 479 827

<sup>1)</sup> Les actions privilégiées de catégorie A sont divisées en série comme suit : 5 449 675 actions privilégiées de catégorie A, série 1 sont en circulation; 4 510 389 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.

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

<sup>3)</sup> Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables contre des parts de société en commandite.

## DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

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

(EN MILLIONS)	Déclarés			Versés		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Actions privilégiées de catégorie A	26 \$	26 \$	26 \$	26 \$	26 \$	25 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	44 \$	38 \$	28 \$	43 \$	37 \$	26 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	706 \$	553 \$	539 \$	706 \$	553 \$	539 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	55 \$	45 \$	35 \$	54 \$	44 \$	34 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	268 \$	255 \$	243 \$	267 \$	254 \$	242 \$
Parts de société en commandite	370 \$	355 \$	328 \$	363 \$	345 \$	315 \$

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	Distribution annuelle	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2015	0,11 \$	1,66 \$	Mars 2015
Février 2016	0,12 \$	1,78 \$	Mars 2016
Février 2017	0,09 \$	1,87 \$	Mars 2017
Février 2018	0,09 \$	1,96 \$	Mars 2018
Février 2019	0,10 \$	2,06 \$	Mars 2019
Février 2020	0,11 \$	2,17 \$	Mars 2020

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 27, « 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
- Événements – 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 2019, les lettres de crédit émises totalisaient 266 millions \$ (209 millions \$ en 2018).

## PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

### INFORMATION SUR L'EXPLOITATION ET INFORMATION FINANCIÈRE HISTORIQUES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018	2017	2016	2015
<b>Information sur l'exploitation :</b>					
Puissance (MW) .....	18 883	17 419	16 369	10 731	7 284
Production totale (GWh)					
Production moyenne à long terme .....	53 926	51 971	42 334	38 982	24 467
Production réelle .....	52 560	52 056	43 385	34 071	23 332
Production au prorata (GWh) .....					
Production moyenne à long terme .....	26 189	25 844	23 249	22 362	18 749
Production réelle .....	26 038	25 753	23 968	20 222	17 662
Produits moyens (\$ par MWh) .....	78	75	70	73	73

#### **Informations financières supplémentaires :**

Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>1</sup> .....	(59) \$	42 \$	(56) \$	(65) \$	3 \$
Résultat de base par part de société en commandite <sup>2</sup> .....	(0,19)	0,13	(0,18)	(0,23)	0,01
BAIIA ajusté consolidé <sup>3, 4</sup> .....	2 339	2 223	1 751	1 499	1 224
BAIIA ajusté au prorata <sup>3, 4</sup> .....	1 444	1 323	1 142	942	907
Fonds provenant des activités <sup>3</sup> .....	761	676	581	419	467
Fonds provenant des activités par part <sup>1, 3</sup> .....	2,45	2,16	1,90	1,45	1,69
Distribution par part de société en commandite .....	2,06	1,96	1,87	1,78	1,66

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2019	2018	2017	2016	2015
Immobilisations corporelles .....	30 714 \$	29 025 \$	27 096 \$	25 257 \$	18 358 \$
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	1 889	1 569	721	206	197
Total de l'actif .....	35 691	34 103	30 904	27 737	19 507
Total des emprunts .....	11 004	10 718	11 766	10 182	7 338
Passifs d'impôt différé .....	4 537	4 140	3 588	3 802	2 695
Autres passifs .....	2 019	2 039	1 268	1 081	711
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	8 742	8 129	6 298	5 589	2 587
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	68	66	58	55	52
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	3 315	3 252	2 843	2 680	2 559
Actions privilégiées .....	597	568	616	576	610
Parts de société en commandite privilégiées .....	833	707	511	324	128
Capitaux propres des commanditaires .....	4 576	4 484	3 956	3 448	2 827
Total du passif et des capitaux propres .....	35 691	34 103	30 904	27 737	19 507
Ratio d'endettement .....	32 %	32 %	37 %	36 %	37 %

<sup>1)</sup> Les données des porteurs de parts et par part comprennent les porteurs de la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

<sup>2)</sup> Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participations de commandité s'est établi à 311,2 millions (312,6 millions en 2018, 305,8 millions en 2017, 288,7 millions en 2016 et 275,6 millions en 2015).

<sup>3)</sup> Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures non conformes aux IFRS ». Les chiffres comparatifs ont été retraités afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

<sup>4)</sup> Les chiffres comparatifs ont été retraités afin de les rendre conformes à la présentation de l'exercice considéré.

## SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

Le tableau suivant présente un sommaire de l'information financière trimestrielle non audité consolidée des douze derniers trimestres :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2019				2018				2017			
	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Production totale (GWh) – MLT.....	13 850	12 332	14 252	13 761	13 485	12 113	13 521	12 852	12 198	9 098	10 674	10 364
Production totale (GWh) – réelle.....	12 465	11 089	14 881	14 125	14 445	11 609	13 122	12 880	11 913	9 370	11 618	10 484
Production au prorata (GWh) – MLT.....	6 561	5 821	7 109	6 776	6 602	5 956	6 935	6 351	6 030	5 053	6 277	5 889
Production au prorata (GWh) – réelle.....	5 977	5 213	7 602	7 246	7 052	5 552	6 455	6 694	5 890	5 198	6 719	6 161
<b>Produits .....</b>	<b>726 \$</b>	<b>642 \$</b>	<b>787 \$</b>	<b>825 \$</b>	<b>780 \$</b>	<b>674 \$</b>	<b>735 \$</b>	<b>793 \$</b>	<b>657 \$</b>	<b>608 \$</b>	<b>683 \$</b>	<b>677 \$</b>
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts .....</b>	<b>(66)</b>	<b>(53)</b>	<b>17</b>	<b>43</b>	<b>91</b>	<b>(55)</b>	<b>(2)</b>	<b>8</b>	<b>(67)</b>	<b>(43)</b>	<b>38</b>	<b>16</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite .....</b>	<b>(0,21)</b>	<b>(0,17)</b>	<b>0,05</b>	<b>0,14</b>	<b>0,29</b>	<b>(0,18)</b>	<b>(0,01)</b>	<b>0,03</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(0,14)</b>	<b>0,13</b>	<b>0,05</b>
BAIIA ajusté consolidé.....	550	507	630	652	604	494	543	582	454	381	460	456
BAIIA ajusté au prorata .....	348	301	400	395	371	277	324	351	296	232	312	302
Fonds provenant des activités .....	171	133	230	227	206	105	172	193	143	91	181	166
Fonds provenant des activités par part.....	0,55	0,43	0,74	0,73	0,66	0,33	0,55	0,62	0,46	0,29	0,61	0,55
Distribution par part de société en commandite ..	0,515	0,515	0,515	0,515	0,490	0,490	0,490	0,490	0,468	0,468	0,468	0,468

## 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 :

(En millions, sauf indication contraire)	(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
<b>Hydroélectricité</b>												
Amérique du Nord .....	2 858	3 604	2 912	3 065	205	238	131	164	94	121	4	59
Brésil .....	817	902	1 009	996	61	59	37	40	31	33	4	(2)
Colombie .....	749	982	968	935	63	56	37	35	26	24	16	46
	<b>4 424</b>	<b>5 488</b>	<b>4 889</b>	<b>4 996</b>	<b>329</b>	<b>353</b>	<b>205</b>	<b>239</b>	<b>151</b>	<b>178</b>	<b>24</b>	<b>103</b>
<b>Énergie éolienne</b>												
Amérique du Nord .....	779	808	934	952	56	61	43	48	27	29	(20)	21
Europe .....	241	264	267	268	24	27	17	30	11	25	—	17
Brésil .....	176	153	172	172	10	9	8	7	6	4	3	2
Asie .....	107	43	104	36	7	3	6	2	3	2	4	7
	<b>1 303</b>	<b>1 268</b>	<b>1 477</b>	<b>1 428</b>	<b>97</b>	<b>100</b>	<b>74</b>	<b>87</b>	<b>47</b>	<b>60</b>	<b>(13)</b>	<b>47</b>
<b>Énergie solaire</b> .....	<b>184</b>	<b>184</b>	<b>195</b>	<b>178</b>	<b>38</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>30</b>	<b>22</b>	<b>15</b>	<b>(18)</b>	<b>14</b>
<b>Accumulation et divers</b> .....	<b>66</b>	<b>112</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>4</b>
<b>Siège social</b> .....	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>19</b>	<b>(1)</b>	<b>(56)</b>	<b>(56)</b>	<b>(60)</b>	<b>(77)</b>
<b>Total</b> .....	<b>5 977</b>	<b>7 052</b>	<b>6 561</b>	<b>6 602</b>	<b>485</b>	<b>516</b>	<b>348</b>	<b>371</b>	<b>171</b>	<b>206</b>	<b>(66)</b>	<b>91</b>

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019, les fonds provenant des activités ont totalisé 171 millions \$ par rapport à 206 millions \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités ont diminué de 35 millions \$ en raison d'une forte production qui a été favorable pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent (7 % supérieure à la moyenne à long terme pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent par rapport à 7 % inférieure à la moyenne à long terme pour le trimestre considéré).

## 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 2019 :

(EN MILLIONS)	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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne				Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie							
Produits .....	205	61	63	56	24	10	7	38	21	—	485	(93)	334	726
Autres produits .....	2	(1)	—	—	1	—	—	12	—	25	39	(6)	(26)	7
Coûts d'exploitation directs.....	(76)	(23)	(26)	(13)	(8)	(2)	(1)	(11)	(10)	(6)	(176)	26	(117)	(267)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	73	11	84
BAIIA ajusté .....	131	37	37	43	17	8	6	39	11	19	348	—	202	
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(35)	(35)	—	—	(35)
Charge d'intérêts – emprunts	(37)	(4)	(9)	(15)	(4)	(2)	(2)	(17)	(3)	(22)	(115)	26	(78)	(167)
Impôt exigible .....	—	(2)	(2)	(1)	(2)	—	(1)	—	(1)	—	(9)	5	(12)	(16)
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(31)	(5)	(36)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(107)	(107)
Fonds provenant des activités	94	31	26	27	11	6	3	22	7	(56)	171	—	—	
Charge d'amortissement .....	(59)	(18)	(6)	(40)	(13)	(4)	(2)	(24)	(5)	(1)	(172)	51	(77)	(198)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers.....	11	(6)	(3)	(4)	9	—	1	1	(1)	7	15	(4)	(4)	7
Recouvrement (charge) d'impôt différé .....	(12)	1	1	11	3	—	1	—	—	24	29	(6)	2	25
Divers .....	(30)	(4)	(2)	(14)	(10)	1	1	(17)	—	(34)	(109)	29	30	(50)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(70)	—	(70)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	49
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	4	4	16	(20)	—	3	4	(18)	1	(60)	(66)	—	—	(66)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 22 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 58 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.

<sup>2)</sup> 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 le trimestre clos le 31 décembre 2018 :

(EN MILLIONS)	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 <sup>1</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits .....	238	59	56	61	27	9	3	40	23	—	516	(89)	353	780
Autres produits .....	6	2	3	1	10	—	—	1	—	5	28	(2)	(2)	24
Coûts d'exploitation directs .....	(80)	(21)	(24)	(14)	(7)	(2)	(1)	(11)	(7)	(6)	(173)	23	(126)	(276)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	68	8	76
BAIIA ajusté .....	164	40	35	48	30	7	2	30	16	(1)	371	—	233	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(16)	(16)	—	—	(16)
Charge d'intérêts – emprunts .....	(44)	(5)	(9)	(19)	(5)	(3)	(1)	(15)	(7)	(24)	(132)	28	(67)	(171)
Impôt exigible .....	1	(2)	(2)	—	—	—	1	—	—	—	(2)	—	(8)	(10)
Distributions attribuables aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(9)	(9)	—	—	(9)
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(28)	(3)	(31)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(155)	(155)
Fonds provenant des activités	121	33	24	29	25	4	2	15	9	(56)	206	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(61)	(33)	(4)	(33)	(13)	(3)	—	(16)	(6)	(1)	(170)	34	(72)	(208)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers .....	3	(1)	6	(1)	3	1	5	(6)	—	(14)	(4)	3	2	1
Recouvrement (charge) d'impôt différé .....	(2)	—	22	29	—	—	—	22	—	—	71	(52)	72	91
Divers .....	(2)	(1)	(2)	(3)	2	—	—	(1)	1	(6)	(12)	4	(2)	(10)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11	—	11
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	59	(2)	46	21	17	2	7	14	4	(77)	91	—	—	91

<sup>1)</sup> La quote-part de la perte découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 56 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 155 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.

<sup>2)</sup> 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 résultat par part fait l'objet d'un rapprochement des fonds provenant des activités par part pour les trimestres clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)			Par part	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires .....	(38) \$	52 \$	(0,21) \$	0,29 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	—	2	—	—
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	(28)	37	—	—
Résultat net attribuable aux porteurs de parts .....	(66) \$	91 \$	(0,21) \$	0,29 \$
Ajusté en fonction de la quote-part des éléments suivants :				
Charge d'amortissement .....	172	170	0,55	0,54
Change et perte latente (profit latent) sur les instruments financiers .....	(15)	4	(0,05)	0,01
Recouvrement d'impôt différé .....	(29)	(71)	(0,09)	(0,23)
Divers .....	109	12	0,35	0,05
Fonds provenant des activités .....	171 \$	206 \$	0,55 \$	0,66 \$
Distributions attribuables aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	11	9		
Actions privilégiées .....	7	6		
Impôt exigible .....	9	2		
Charge d'intérêts sur les emprunts .....	115	132		
Coûts de service de gestion .....	35	16		
BAIIA ajusté au prorata .....	348 \$	371 \$		
Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	202	233		
BAIIA ajusté consolidé .....	550 \$	604 \$		
Moyenne pondérée des parts en circulation <sup>1</sup> .....			311,3	312,2

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

# 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.	<ul style="list-style-type: none"><li>- Conclure des contrats à long terme qui stipulent le prix auquel l’électricité est vendue.</li><li>- Conserver un portefeuille de contrats à court, moyen et long terme pour réduire au minimum le risque relatif aux fluctuations à court terme des prix de l’électricité.</li><li>- Fixer des plafonds et établir des contrôles dans le cadre de nos activités de négociation.</li><li>- Au 31 décembre 2019, environ 95 % de la production pour 2020 (87 % de la production pour 2019 en 2018), compte non tenu de la production du Brésil et de la Colombie, faisait l’objet, au prorata, de conventions d’achat d’électricité et de contrats financiers à court et long terme. Se reporter à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata ».</li></ul>

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de change	Nous courons un risque de change – y compris par rapport au dollar canadien, au réal, à l’euro, à la livre sterling, au peso colombien, à la roupie indienne, au rand, au ringgit, au baht et au yuan – lié aux activités, aux transactions prévues et à certains emprunts en devises.	<p>- Conclure des contrats de change visant à réduire au minimum l’exposition aux fluctuations de change.</p> <p>- 35 % des flux de trésorerie sont générés aux États-Unis, tandis que le risque de change attribuable au dollar canadien et à l’euro, qui touche 25 % de notre portefeuille, est géré de façon proactive au moyen de contrats de change.</p> <p>- Un nombre limité de contrats de change visant à couvrir le risque de change attribuable à l’Amérique du Sud et à l’Asie, qui touche 40 % 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 inflation annuelles de nos conventions d’achat d’électricité.</p>
Risque de taux d’intérêt	Nous courons un risque lié aux taux d’intérêt de notre dette ainsi qu’à la révision des taux de dividende et de distribution sur respectivement nos actions privilégiées de catégorie A et nos parts privilégiées.	<p>- 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.</p> <p>- Conclure des contrats sur taux d’intérêt pour se prévaloir de taux fixes sur certaines émissions ultérieures de titres de créance.</p> <p>- Au prorata, notre exposition aux taux variables représente 12 % 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 (y compris ceux conclus après la fin de l’exercice). Notre exposition aux taux variables découle essentiellement de nos activités en Amérique du Sud, car nous détenons des possibilités limitées de contracter de la dette à taux fixe ou de la couvrir en raison des coûts connexes élevés.</p>

Risque financier	Description du risque	Gestion du risque
Risque de crédit	<p>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 ne peuvent pas satisfaire à leurs obligations.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contreparties diversifiées qui ont un historique de crédit de longue date.</li> <li>- Exposition à des contreparties dont la note est de première qualité.</li> <li>- Utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques types d'atténuation des risques de crédit.</li> <li>- Au 31 décembre 2019, 66 % des créances clients d'Énergie Brookfield étaient non échues (74 % en 2018).</li> </ul>
Risque de liquidité	<p>Nous courons un risque de liquidité lié aux passifs financiers.</p> <p>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 de la trésorerie reçue 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 aux emprunts 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 du service de la dette de référence.</p> <p>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, Énergie Brookfield et ses filiales ont respecté les clauses restrictives, à l'exception de certaines clauses mentionnées à la note 18, « Événements postérieurs à la date de clôture », des états financiers consolidés annuels audités.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Au 31 décembre 2019, les liquidités disponibles s'élevaient à 2,7 milliards \$. Les liquidités comprennent notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, nos placements dans des titres négociables et des lignes de crédit générales non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche disponible des facilités de crédit et du calendrier d'échéances respectif, se reporter à la « PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement ».</li> <li>- Suivi efficace et régulier des clauses restrictives et collaboration avec les prêteurs pour réparer tout manquement.</li> <li>- 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.</li> <li>- Nature à long terme des instruments d'emprunt et échelonnement des dates d'échéance sur une longue période.</li> <li>- Trésorerie suffisante provenant des activités d'exploitation, accès à des facilités de crédit non utilisées et possibilité de financement par les marchés financiers de nos activités et pour respecter nos obligations à leur échéance.</li> <li>- Veiller à avoir accès aux marchés financiers et maintenir une solide note de crédit de première qualité.</li> </ul>

## 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'éclairage 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'éclairage énergétique et des conditions météorologiques en général. L'hydrologie, le régime des vents, l'éclairage 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 de forts vents ou une sécheresse), 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'éclairage 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'éclairage 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'éclairage 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 à long terme, ce qui pourrait entraîner des perturbations plus fréquentes et importantes de nos installations de production. 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.

Les conditions météorologiques ont également causé par le passé de la variabilité dans les récoltes de canne à sucre. Une baisse dans l'approvisionnement en canne à sucre, qu'elle soit causée par une sécheresse, le gel ou des inondations, aux sucreries et fabriques d'éthanol qui fournissent la matière première de ces centrales de cogénération à la biomasse, pourrait restreindre le volume d'électricité que ces centrales peuvent produire.

***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 produits d'Énergie Brookfield dépend, directement ou indirectement, du prix de gros de l'électricité sur les marchés au sein desquels Énergie Brookfield exerce ses 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. De façon plus générale, 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 devons 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.

Une importante partie de l'électricité que nous produisons est vendue aux termes de CAE à long terme conclues avec des services publics, des utilisateurs industriels ou commerciaux finaux et Brookfield dont certains peuvent ne pas être notés par une agence de notation. Par exemple, environ 18 % de notre risque économique pour 2020 (sur une base proportionnelle) est lié à des entités de Brookfield, dont la majorité ne sont pas notées publiquement et dont les obligations ne sont pas garanties par Brookfield Asset Management.

***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 2019, une tranche d'environ 73 % 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. Pour les années civiles de 2018 et de 2019, 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.

***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 pourrait à la longue 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.

***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 a déjà été mentionné, 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. Les territoires où nous exerçons nos activités et nos actifs de production pourraient être exposés à des conditions météorologiques particulièrement mauvaises, à des catastrophes naturelles, à des épidémies et à des 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.

***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.

***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 soumis 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 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 sur la protection des données* européen, 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 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 des capitaux 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 être ainsi assujettis à des conséquences défavorables.

***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 et accords 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 dont sont assorties nos obligations de société et nos facilités de crédit bancaire d'entreprise limite notre endettement total 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, et, par conséquent, pourraient 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 prêts 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 par anticipation ou imposant d'autres obligations qui limitent notre capacité de faire croître notre entreprise, d'acquérir des actifs requis ou de prendre d'autres mesures que nous pourrions juger appropriées et souhaitables.

***La révision de nos notes de crédit pourrait avoir des conséquences défavorables sur notre situation financière et notre capacité de mobiliser des capitaux.***

La note de crédit attribuée à BEP ou aux titres d'emprunt de l'une de nos filiales pourrait faire l'objet d'une révision ou d'un retrait complet par l'agence de notation pertinente, ce qui pourrait avoir des conséquences défavorables sur notre situation financière et notre capacité de 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 livrée à nos porteurs de parts de société en commandite 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 croissance future de notre portefeuille pourrait nous exposer à des risques supplémentaires et les avantages devant être tirés de nos opérations, notamment de nos acquisitions, pourraient ne pas se réaliser.***

Une partie-clé de notre stratégie comprend la recherche d'occasions d'acquisitions éventuelles. Les acquisitions en général, et les acquisitions massives plus particulièrement, ont le potentiel d'augmenter considérablement l'ampleur, la portée et la complexité de nos activités. Si nous n'arrivons pas à gérer ces activités additionnelles de manière efficace, cela pourrait avoir une conséquence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Les acquisitions entraîneront vraisemblablement une partie, voire tous les risques suivants, ce qui pourrait avoir une conséquence défavorable sur notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation : la possibilité que nous ne soyons pas en mesure de clore une opération annoncée ou autrement de réaliser les avantages attendus, la difficulté d'intégrer les activités acquises et le personnel à nos activités actuelles; l'incapacité à attendre des synergies éventuelles; l'interruption éventuelle de nos activités actuelles; la diversion des ressources, notamment le temps et l'attention des professionnels 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 aux nouvelles activités; le risque de responsabilité en matière d'environnement ou d'autres responsabilités liées aux activités acquises; le risque lié à la violation alléguée ou effective de lois anticorruption applicables 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 ou à évaluer adéquatement tous les risques importants liés à l'entreprise acquise, qu'ils soient de nature opérationnelle, financière, juridique ou autre. Par exemple, nous pourrions être incapables de repérer une clause qui déclenche un changement de contrôle dans un contrat important ou une autorisation importante ou un cocontractant ou un organisme gouvernemental puisse avoir une vision différente de l'interprétation que nous avons faite 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 sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation d'Énergie Brookfield. De plus, si les rendements sont inférieurs aux rendements que nous avons prévu réaliser dans le cadre de nouvelles acquisitions, nous pourrions ne pas être en mesure d'accroître nos distributions tel que nous l'avons envisagé dans nos objectifs établis et la valeur marchande de nos parts pourrait chuter.

***Plusieurs facteurs peuvent influencer sur notre capacité de développer les sites existants et de trouver de nouveaux sites se prêtant au développement de projets entièrement nouveaux.***

Notre capacité de réaliser nos plans de croissance visant le développement de projets entièrement nouveaux dépend de notre aptitude à développer les sites existants 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 nouveaux projets d'énergie dépend habituellement de divers facteurs, dont la capacité de trouver un site intéressant à des conditions raisonnables, 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 des approbations, des licences et des permis, l'acceptation de ces projets de développement par les intervenants locaux, 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 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, l'incapacité d'attirer du financement pour le 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 nouveaux projets d'énergie peuvent également avoir besoin de grandes zones de terrains sur lesquels seront effectuées leur construction et leur exploitation. 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. En outre, un gouvernement, un tribunal, une autorité de réglementation ou un groupe autochtone peut prendre une décision ou prendre des mesures qui auraient des répercussions sur le

développement d'un projet ou sur la demande pour ses services. Plus précisément, 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.

***L'aménagement de nos 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 participants de coentreprise.***

Notre capacité de développer un projet fructueux sur le plan économique dépend, 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 liées 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 composants, 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 au 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 des propriétaires du projet à s'acquitter de leurs obligations en matière de versement d'intérêt et de remboursement de capital par suite de la hausse de la dette.

De plus, nous concluons différents types d'arrangements avec les collectivités et les participants 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 des Premières nations, 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 toucher nos 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 des Premières Nations pouvaient posséder des droits légitimes relativement aux terrains utilisés ou occupés par leurs ancêtres en l'absence de traités visant ces droits. Certaines de ces collectivités et certains participants de coentreprise peuvent avoir ou développer des intérêts ou des objectifs différents des nôtres ou même être en conflit avec ceux-ci. De telles divergences pourraient nuire à la réussite de nos projets.

***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.***

Nous pourrions chercher à faire des acquisitions dans de nouveaux marchés 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 nos liens contractuels dans de tels pays, que ceux accordés à nos projets, par exemple aux États-Unis, ce qui pourrait nuire à notre capacité de générer des produits ou de faire valoir nos droits à l'égard de nos 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 efficaces 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 pourrions devenir réglementés à titre de « société de placement » en vertu de la Investment Company Act (et d'autres lois similaires dans d'autres territoires), ce qui pourrait rendre irréaliste l'idée de poursuivre nos activités tel qu'il est envisagé.***

La Investment Company Act (ainsi que d'autres lois similaires dans d'autres territoires) prévoit certaines protections pour les investisseurs et impose certaines restrictions aux sociétés qui sont inscrites à titre de sociétés de placement. BEP n'est pas une « société de placement » en vertu de la Investment Company Act et n'a pas l'intention d'en devenir une. Si BEP devait être réputée être une société de placement en vertu de la Investment Company Act, nous pourrions devoir restreindre ou limiter de manière considérable la portée de nos activités ou de nos plans puisqu'il ne serait plus pratique pour nous de poursuivre nos activités tel qu'il est envisagé : certaines conventions que nous avons conclues avec Brookfield seraient compromises, la nature et le nombre d'acquisitions que nous serions en mesure de réaliser pour notre propre compte seraient limités et notre entreprise, notre situation financière et nos résultats d'exploitation seraient sérieusement compromis. Les types d'acquisition que nous pourrions réaliser seraient également limités, et nous pourrions devoir modifier notre structure organisationnelle ou céder des actifs que nous ne céderions pas autrement. Par conséquent, nous serions tenus de prendre des mesures extraordinaires afin de redresser la situation, comme modifier ou résilier notre convention-cadre de services, restructurer BEP et les entités de portefeuille, modifier la convention de société en commandite modifiée et reformulée de BEP ou liquider BEP, et l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence défavorable sur la valeur de nos parts. Par surcroît, si BEP était réputée être une société de placement en vertu de la Investment Company Act, elle deviendrait imposable à titre de société par actions aux fins de l'impôt fédéral sur le revenu aux États-Unis, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur la valeur de nos parts.

### **Risques liés à notre relation avec Brookfield**

***Brookfield exerce une influence considérable sur Énergie Brookfield et nous sommes hautement tributaires du fournisseur 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 encore 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, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

## 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, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, 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 raisonnable. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

### 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 r) 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 s'assurer de l'exactitude des durées d'utilité et des valeurs résiduelles.

#### ii) Instruments financiers

Énergie Brookfield fait des estimations et pose des hypothèses qui influent sur la valeur comptable de ses instruments financiers, y compris des estimations et hypothèses quant aux prix futurs de l'électricité, à la production moyenne à long terme, aux prix de la capacité, aux taux d'actualisation et au moment de la livraison de l'électricité. 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. 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 20 ans pour ses actifs hydroélectriques. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur 20 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 des actifs de production d'énergie qui ne sont pas directement liés 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 2027 en Colombie et d'ici 2023 en Europe et 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 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 30 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 20 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 k), « 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 ») et IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »), 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 m), « 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

#### i) IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*

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

ii) IFRS 9, *Instruments financiers*, et IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*

Énergie Brookfield a adopté la réforme des taux d'intérêt de référence le 1<sup>er</sup> octobre 2019, soit avant sa date d'entrée en vigueur obligatoire, laquelle a été publiée en septembre 2019 et a entraîné des modifications à IFRS 9 et IFRS 7 (« modifications des taux interbancaires offerts »). Les modifications des taux interbancaires offerts ont été appliquées de manière rétrospective aux relations de couverture en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2019 ou désignées ultérieurement, et au montant cumulé dans la réserve de couverture de flux de trésorerie à cette date. Les modifications des taux interbancaires offerts consentent une exception temporaire à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture visant les relations de couverture d'une entité qui sont directement touchées par la réforme des taux interbancaires offerts. Grâce à ces exceptions, la réforme des taux interbancaires offerts ne devrait pas généralement entraîner la cessation de la comptabilité de couverture. Au moment d'évaluer si une couverture sera hautement efficace de manière prospective, l'entité peut supposer que la réforme des taux interbancaires offerts ne change pas le taux d'intérêt de référence sur lequel sont fondés les flux de trésorerie liés au dérivé qui couvre les emprunts. 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 taux interbancaires offerts 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. Aucune incidence n'est prévue puisque ces modifications permettent à Énergie Brookfield de continuer d'utiliser la comptabilité de couverture pour ses relations de couverture désignées antérieurement.

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 euro à court terme (« €STR ») remplacera l'EURIBOR. Il est prévu que ces changements entrent en vigueur d'ici le 31 décembre 2021. Énergie Brookfield finalise actuellement son plan de transition et la mise en œuvre de celui-ci afin d'évaluer l'incidence découlant de ces changements et d'apporter des modifications aux modalités contractuelles des emprunts à taux variable, des swaps de taux d'intérêt et des taux d'intérêt plafonds reposant sur des taux interbancaires offerts et met à jour les désignations de ses couvertures.

iii) IFRS 16, *Contrats de location*

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

**Définition d'un contrat de location**

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

Au moment de la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a choisi d'appliquer la mesure de simplification qui lui permet de ne pas réapprécier si les transactions constituent des contrats de location. Énergie Brookfield n'a appliqué IFRS 16 qu'aux contrats qui étaient auparavant identifiés comme des contrats de location. Les contrats qui n'étaient pas identifiés comme des contrats de location selon IAS 17 et IFRIC 4 n'ont pas été réappréciés pour déterminer s'ils renfermaient un contrat de location. Par conséquent, la définition d'un contrat de location selon IFRS 16 n'a été appliquée qu'aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

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

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

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

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

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

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement selon IAS 17, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative au 1<sup>er</sup> janvier 2019 correspond à la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant cette date.

### ***Incidences sur les états financiers***

À la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a comptabilisé des actifs au titre de droits d'utilisation additionnels de 145 millions \$ et des obligations locatives de 147 millions \$, la différence ayant été comptabilisée dans les capitaux propres.

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

### **MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES**

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

### **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE**

Après la clôture de l'exercice, nous avons annoncé une proposition non contraignante visant l'acquisition de toutes les actions ordinaires de catégorie A en circulation de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »), autres que celles déjà détenues par Énergie Brookfield et ses sociétés affiliées (l'« opération proposée »). Énergie Brookfield et ses sociétés affiliées détiennent actuellement une participation d'environ 62 % dans TerraForm Power. Aux termes de l'opération proposée, chaque action ordinaire de catégorie A de TerraForm Power serait acquise en contrepartie d'actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») équivalant à 0,36 part de société en commandite d'Énergie Brookfield (sous réserve d'un ajustement au prorata pour tenir compte de la distribution spéciale), et l'acquisition serait conclue parallèlement à la distribution spéciale. L'opération ne peut être effectuée que sous réserve de l'approbation du comité spécial de TerraForm Power et de la majorité des actionnaires de TerraForm Power qui ne font pas partie du groupe d'Énergie Brookfield ainsi que des autres approbations habituelles.

# **PARTIE 9 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT**

## **PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR**

### **Capitaux propres**

Les capitaux propres consolidés d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote détenues par le public, par porteurs de parts de société en commandite et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP, filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les parts de société en commandite rachetables/échangeables donnent à Brookfield le droit de demander que ses parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Si Brookfield exerce ce droit, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à la demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Brookfield, en tant que porteur de parts de société en commandite rachetables/échangeables, a droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de la société en commandite. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler cette obligation au moyen de parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité comme des composantes distinctes des capitaux propres consolidés. Cette présentation n'a aucune incidence sur le total du résultat, sur l'information par part ou par action ni sur le total des capitaux propres consolidés.

En date du présent rapport, Brookfield détient une participation sous forme de parts de société en commandite d'environ 60 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Énergie Brookfield, soit une participation de 0,01 %, la tranche restante d'environ 40 % étant détenue par le public.

### **Production réelle et production moyenne à long terme**

Pour les actifs acquis, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. Pour ce qui est de la Colombie seulement, la production inclut les centrales hydroélectriques et les centrales de cogénération. Le poste « divers » comprend la production des centrales de cogénération en Amérique du Nord et des centrales alimentées à la biomasse au Brésil.

La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La moyenne à long terme des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 20 ans. Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La moyenne à long terme des actifs éoliens correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données historiques sur la vitesse des vents réalisée sur une période qui couvre habituellement 10 ans. La moyenne à long terme des actifs solaires correspond à la production moyenne prévue calculée à partir des résultats d'une simulation fondée sur les niveaux de rayonnement solaire 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 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.

Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec Brookfield, en vertu de laquelle Énergie Brookfield a obtenu certains droits vis-à-vis du partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power et de ses filiales. La convention de vote confère entre autres à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un membre du conseil d'administration de l'entité visée. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power et, par conséquent, comptabilise le partenariat détenant le contrôle de TerraForm Power selon la méthode de la mise en équivalence.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend 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 r) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2019.

## **MESURE DU RENDEMENT**

### **Informations sectorielles**

Nos activités sont segmentées par 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation permet de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Le secteur Canada comprend les résultats financiers de notre placement stratégique dans TransAlta Corporation (« TransAlta »). Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

Nous présentons donc nos résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs. Se reporter à la note 7, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés annuels audités.

L'un de nos principaux objectifs est de dégager des flux de trésorerie stables et croissants tout en réduisant au minimum le risque pour toutes les parties prenantes. Nous surveillons notre rendement à cet égard au moyen de trois mesures clés : i) le résultat net; ii) le bénéfice avant intérêts, impôts sur le résultat et amortissements ajusté (« BAIIA ajusté »); et iii) les fonds provenant des activités.

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités sont des mesures qui n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS; il est donc peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés et en tant qu'outils d'analyse, elles comportent des limites. Nous fournissons ci-après de

l'information supplémentaire sur la façon dont nous calculons le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités. Nous fournissons également le rapprochement 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 annuelles et trimestrielles – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ».

### Informations au prorata

Les rapports présentés au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont présentés au prorata depuis le quatrième trimestre de 2017. Au prorata, les informations reflètent la quote-part d'Énergie Brookfield dans des centrales qu'elle inclut dans son périmètre de consolidation ou comptabilise selon la méthode de la mise en équivalence et pour lesquelles elle détient le contrôle ou exerce une influence notable ou un contrôle conjoint sur la participation. Les informations au prorata offrent, aux porteurs de parts, une perspective que le principal décideur opérationnel considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. Le principal décideur opérationnel est également d'avis que les informations au prorata permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'il prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts.

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées au prorata ont été fournis. Par secteur, les postes produits, autres produits, coûts d'exploitation directs, charge d'intérêts, charge d'amortissement, impôts exigible et différé et divers sont des éléments qui différeront des résultats présentés selon les IFRS puisqu'ils 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

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

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

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

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

Sauf indication contraire, l'information à l'égard de la puissance en mégawatts 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 entreprise donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

## PARTIE 10 – MISE EN GARDE

### MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

*Le présent rapport annuel 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 annuel comprennent des énoncés concernant la qualité des actifs d'Énergie Brookfield et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, la performance financière prévue d'Énergie Brookfield, la future mise en service d'actifs, la nature du portefeuille sous contrat, la diversification des technologies, les occasions d'acquisition, la conclusion prévue d'acquisitions et de cessions, les occasions de financement et de refinancement, la conclusion de la distribution spéciale des actions de série A de BEPC, l'admissibilité de BEPC à un indice, la capacité de BEPC à attirer de nouveaux investisseurs ainsi que le rendement et les perspectives futurs de BEPC et d'Énergie Brookfield une fois la distribution des actions de série A de BEPC terminée, l'évolution des prix de l'énergie et de la demande d'électricité, la reprise économique, l'atteinte de la production moyenne à long terme, les coûts de développement de projets et de dépenses d'investissement, les politiques relatives à l'énergie, la croissance économique, le potentiel de croissance de la catégorie d'actifs d'énergie renouvelable, les perspectives de croissance future et le profil de distribution d'Énergie Brookfield ainsi que l'accès aux capitaux d'Énergie Brookfield. Dans certains cas, les énoncés prospectifs peuvent être décelés par l'utilisation de mots comme « prévoit », « s'attend à », « cherche à », « planifie », « estime », « prévoit », « vise », « a l'intention de », « anticipe », « cible » ou « croit », ou encore de dérivés de ces mots et expressions ou d'énoncés selon lesquels certains événements, mesures ou résultats « peuvent », « pourront », « pourraient » ou « devraient » respectivement se produire, avoir lieu ou être atteints, ou se produiront, auront lieu ou seront atteints. Bien que nous croyions que ces informations et énoncés prospectifs sont fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons donner aucune assurance que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.*

*Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer suivant des modalités semblables les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du fonds d'équilibrage du programme d'équilibrage hydrologique au Brésil ou tout changement de celui-ci; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis suivant des modalités semblables; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques connexes; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; l'incapacité d'obtenir les approbations requises en ce qui a trait à la distribution des actions de série A de BEPC, y compris celle de la SEC, des organismes de réglementation au Canada et des Bourses auxquelles BEPC compte faire une demande d'admission pour ses actions de série A; la possibilité que BEPC ne soit intégrée dans aucun indice; le fait que nous*

*ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; les changements dans la façon dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans l'intérêt d'Énergie Brookfield ou de nos porteurs de parts.*

*Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport annuel, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour plus de renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F.*

## **MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS**

*Le présent rapport annuel comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et aux fonds provenant des activités par part (collectivement, les « mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ») qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités peut être différente des définitions utilisées par d'autres sociétés ainsi que de la définition des fonds provenant des activités utilisée par l'Association des biens immobiliers du Canada et la National Association of Real Estate Investment Trusts, Inc. (« NAREIT »), entre autres parce que la définition de la NAREIT est fondée sur les PCGR des États-Unis et non sur les IFRS. Nous croyons que les mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer notre rendement financier. Aucune des mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer. Ces mesures non conformes aux IFRS reflètent la façon dont nous gérons les affaires et, à notre avis, permettent au lecteur de mieux les comprendre.*

*Notre rapport de gestion présente un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net. Nous présentons également à la note 7, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés annuels audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.*

## RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

### Responsabilité de la direction pour les états financiers

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

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

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

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

Le chef de la direction,



Sachin Shah

Le 28 février 2020

Le chef de la direction des finances,



Wyatt Hartley

## **RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT**

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

### **Opinion sur les états financiers consolidés**

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield » ou la « société en commandite »), aux 31 décembre 2019 et 2018, et des comptes consolidés de résultat, des états consolidés du résultat global, des états consolidés des variations des capitaux propres et des tableaux consolidés des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »).

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Énergie Brookfield aux 31 décembre 2019 et 2018, de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board.

### **Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière**

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis, le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2019, selon les critères établis dans le rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« le cadre de 2013 »), et notre rapport daté du 28 février 2020 exprime une opinion sans réserve à son égard.

### **Adoption de nouvelles normes comptables**

Comme l'explique la note 1 des états financiers consolidés, Énergie Brookfield a changé sa méthode de comptabilisation des contrats de location en 2019 en raison de l'adoption d'IFRS 16, *Contrats de location*, ainsi que sa méthode de comptabilisation des produits et des instruments financiers en 2018 en raison de l'adoption d'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, et d'IFRS 9, *Instruments financiers*.

### **Fondement de l'opinion**

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

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

### **Questions critiques de l'audit**

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

exprimons des opinions distinctes sur les questions critiques de l'audit ou sur les comptes ou les informations fournies connexes.

### **Réévaluation des actifs de production d'énergie**

#### *Description de la question*

La société en commandite évalue les actifs de production d'énergie (classés à titre d'immobilisations corporelles) selon le modèle de réévaluation d'IAS 16, *Immobilisations corporelles*. Au 31 décembre 2019, le montant des immobilisations corporelles présenté au bilan consolidé s'élevait à 30 714 millions \$. Le montant des réévaluations au titre des immobilisations corporelles comptabilisé à l'état consolidé du résultat global totalisait 1 971 millions \$ tandis qu'un montant total de 18 millions \$ a été comptabilisé au compte consolidé de résultat pour l'exercice 2019. Conformément aux informations présentées aux alinéas h), q)(i) et r)(iii) de la note 1 et à la note 13, *Immobilisations corporelles à la juste valeur*, des états financiers consolidés, l'évaluation des estimations et des hypothèses quant au rendement futur des actifs de production d'énergie fait l'objet d'estimations et de jugements importants de la part de la direction.

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

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

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

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

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

Nous avons appliqué des procédures d'audit à un échantillon d'actifs de production d'énergie lesquelles comprenaient, entre autres, le rapprochement du prix contractuel de l'électricité et des conventions d'achat d'électricité conclues et l'appréciation de la production moyenne à long terme prévue en corroborant les informations avec des rapports techniques fournis par des tiers et les tendances historiques. En outre, nous avons évalué les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement estimées par comparaison avec des données historiques et nous avons testé l'exactitude arithmétique du modèle de la juste valeur. Avec l'aide de nos spécialistes en évaluation, nous avons réalisé, pour le même échantillon, une analyse de sensibilité sur les principales hypothèses afin d'évaluer la juste valeur des actifs de production d'énergie. Nous avons aussi évalué les justes valeurs en fonction du marché en comparant l'ensemble du portefeuille à des opérations semblables récentes ainsi qu'en calculant les multiples des produits et du BAIIA à un échantillon d'actifs de production d'énergie et en les comparant à des multiples de sociétés ouvertes comparables.

De plus, nous avons apprécié le caractère adéquat de l'information présentée par la société en commandite sur les principales hypothèses formulées sur la juste valeur des actifs de production d'énergie et une analyse de sensibilité portant sur celle-ci.

#### *Acquisitions importantes*

#### *Description de la question*

Au cours de 2019, la société en commandite a conclu l'acquisition d'une centrale éolienne en Chine et d'une centrale éolienne en Inde pour une contrepartie totale de 239 millions \$. Conformément à l'alinéa n) de la note 1 et à la note 3, les acquisitions sont comptabilisées selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date de l'acquisition.

L'audit des acquisitions susmentionnées est complexe en raison des estimations importantes qui sont nécessaires pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie acquis. Les hypothèses importantes comprennent les prix futurs de l'électricité, le taux d'actualisation, la production moyenne à long terme prévue ainsi que les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement estimées.

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

Nous avons acquis une compréhension, évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement des contrôles sur le processus d'acquisition, qui comprennent des contrôles sur la revue de la répartition du prix d'acquisition et, plus particulièrement, la révision et l'approbation par la direction de toutes les hypothèses importantes utilisées pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie acquis.

Nos spécialistes en évaluation ont participé à l'appréciation de la méthode utilisée pour établir la juste valeur et à l'évaluation des hypothèses importantes susmentionnées pour chaque actif de production d'énergie acquis.

Pour apprécier la juste valeur des actifs de production d'énergie acquis, nous avons évalué, avec l'aide de nos spécialistes en évaluation, la méthode d'évaluation de la société en commandite et nous avons testé l'exhaustivité et l'exactitude des données sous-jacentes des hypothèses importantes. Nous avons mis en œuvre des procédures d'audit qui comprenaient, entre autres, le rapprochement du prix contractuel de l'électricité et des conventions d'achat d'électricité conclues. Nous avons apprécié la production moyenne à long terme prévue en corroborant les informations avec des rapports techniques fournis par des tiers et en les comparant avec des analyses comparatives sectorielles. Nous avons évalué les taux d'actualisation et les prix futurs de l'électricité en fonction des taux d'intérêt de référence du marché et des prévisions spécifiques à la région en question. Nous avons comparé les dépenses d'exploitation et d'investissement à des rapports techniques fournis par des tiers. Nous avons également obtenu et passé en revue tous les documents justificatifs et les ententes en regard des acquisitions importantes. Nos procédures d'évaluation des hypothèses importantes comprennent la prise en compte des indicateurs de base du marché local et des lois et règlements pertinents, que nous avons comparés à l'analyse par la direction des hypothèses importantes utilisées pour établir la juste valeur des actifs de production d'énergie.

*Ernst & Young S.R.L./S.E.V.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

Nous agissons en tant qu'auditeur d'Énergie Brookfield depuis 2011.

Toronto, Canada  
Le 28 février 2020

**CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**  
**RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD**  
**DE L'INFORMATION FINANCIÈRE**

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

La direction a évalué l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2019, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. En se fondant sur cette évaluation, la direction est arrivée à la conclusion que le contrôle interne d'Énergie Brookfield à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2019. La direction a exclu de sa conception et de son évaluation les contrôles internes des investissements réalisés en 2019, notamment le portefeuille éolien en Inde d'une puissance de 210 MW et le portefeuille éolien en Chine d'une puissance de 200 MW, dont le total de l'actif et de l'actif net, sur une base combinée, constitue respectivement environ 1 % et moins de 1 % des montants inscrits aux états financiers consolidés au 31 décembre 2019, et respectivement 1 % et 2 % des produits et du résultat net pour l'exercice clos à cette date.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield au 31 décembre 2019 a été audité par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, qui a également audité les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Comme il est mentionné dans le rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit indépendant, Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L. a exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield en date du 31 décembre 2019.

Le chef de la direction,

Le chef de la direction des finances,



Sachin Shah

Le 28 février 2020



Wyatt Hartley

## **RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT INDÉPENDANT**

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

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

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») au 31 décembre 2019, selon les critères établis en vertu du rapport intitulé « Internal Control – Integrated Framework » publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (« cadre de 2013 ») (les « critères du COSO »). À notre avis, Énergie Brookfield maintenait, à tous les égards importants, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019, selon les critères du COSO.

Comme il est mentionné dans le rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint, l'évaluation par la direction de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière et les conclusions qu'elle en a tirées ne visent pas les contrôles internes du portefeuille éolien en Inde d'une puissance de 210 MW et du portefeuille éolien en Chine d'une puissance de 200 MW acquis en 2019, qui sont compris dans les états financiers consolidés de 2019 d'Énergie Brookfield et qui constituaient environ respectivement 2 % et 1 % du total de l'actif et de l'actif net au 31 décembre 2019 et 1 % et 1 % des produits et du résultat net de l'exercice clos à cette date. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'Énergie Brookfield ne comportait pas d'évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière du portefeuille éolien en Inde d'une puissance de 210 MW et du portefeuille éolien en Chine d'une puissance de 200 MW acquis en 2019.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (« PCAOB ») des États-Unis, les états financiers consolidés de 2019 d'Énergie Brookfield, et notre rapport daté du 28 février 2020 exprime une opinion sans réserve à leur égard.

### **Fondement de l'opinion**

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

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à l'expression de notre opinion.

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

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

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

*Ernst & Young S.R.L./S.E.N.C.R.L.*

Comptables professionnels agréés  
Experts-comptables autorisés

Toronto, Canada  
Le 28 février 2020

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Note	2019	2018	2017
Produits .....	28	<b>2 980 \$</b>	2 982 \$	2 625 \$
Autres produits .....	8	<b>57</b>	50	47
Coûts d'exploitation directs.....	9	<b>(1 012)</b>	(1 036)	(978)
Coûts de service de gestion .....	28	<b>(108)</b>	(80)	(82)
Charge d'intérêts – emprunts.....	14	<b>(682)</b>	(705)	(632)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	20	<b>11</b>	68	2
Change et perte latente sur les instruments financiers .....	6	<b>(33)</b>	(34)	(46)
Charge d'amortissement .....	13	<b>(798)</b>	(819)	(782)
Divers .....	10	<b>(91)</b>	(82)	(15)
(Charge) recouvrement d'impôt .....				
Exigible.....	12	<b>(65)</b>	(30)	(39)
Différé.....	12	<b>14</b>	89	(49)
		<b>(51)</b>	59	(88)
Résultat net.....		<b>273 \$</b>	403 \$	51 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	15	<b>262 \$</b>	297 \$	53 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	15	—	1	(1)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	15	<b>(25)</b>	17	(23)
Actions privilégiées .....	15	<b>26</b>	26	26
Parts de société en commandite privilégiées .....	16	<b>44</b>	38	28
Capitaux propres des commanditaires .....	17	<b>(34)</b>	24	(32)
		<b>273 \$</b>	403 \$	51 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite .....		<b>(0,19) \$</b>	0,13 \$	(0,18) \$

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Note	2019	2018	2017
Résultat net .....		273 \$	403 \$	51 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles .....	13	1 971	4 558	872
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies .....	30	(14)	9	(2)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus .....	12	(376)	(975)	338
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	20	175	426	54
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net .....		1 756	4 018	1 262
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net.....				
Écart de conversion .....	11	(101)	(825)	188
Profits (pertes) de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	6	29	(5)	4
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net .....	6	1	93	(94)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres .....	6	35	(16)	(22)
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net.....	6	7	18	(1)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus .....	12	(1)	(19)	11
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	20	(1)	–	2
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure .....		(31)	(754)	88
Autres éléments du résultat global .....		1 725	3 264	1 350
Résultat global.....		1 998 \$	3 667 \$	1 401 \$
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	15	1 057 \$	2 004 \$	436 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	15	7	14	8
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	15	351	683	370
Actions privilégiées .....	15	54	(22)	65
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ...	16	44	38	28
Capitaux propres des commanditaires .....	17	485	950	494
		1 998 \$	3 667 \$	1 401 \$

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

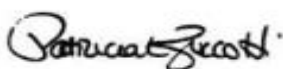
## ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Note	2019	2018
<b>Actif</b>			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	21	115 \$	173 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	22	154	136
Créances clients et autres actifs courants .....	23	718	607
Actifs liés à des instruments financiers .....	6	75	60
Montants à recevoir de parties liées .....	28	60	65
Actifs détenus en vue de la vente .....	5	352	920
		<b>1 474</b>	<b>1 961</b>
Actifs liés à des instruments financiers .....	6	165	124
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	20	1 889	1 569
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	13	30 714	29 025
Goodwill .....	18	821	828
Actifs d'impôt différé .....	12	116	91
Autres actifs non courants .....	24	512	505
		<b>35 691 \$</b>	<b>34 103 \$</b>
<b>Passif</b>			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	25	590 \$	533 \$
Passifs liés à des instruments financiers .....	6	139	27
Montants à payer à des parties liées .....	28	127	101
Emprunts sans recours .....	14	685	495
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....	5	137	533
		<b>1 678</b>	<b>1 689</b>
Passifs liés à des instruments financiers .....	6	39	111
Emprunts de la société mère .....	14	2 100	2 328
Emprunts sans recours .....	14	8 219	7 895
Passifs d'impôt différé .....	12	4 537	4 140
Autres passifs non courants .....	26	987	734
<b>Capitaux propres</b>			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	15	8 742	8 129
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	15	68	66
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	15	3 315	3 252
Actions privilégiées .....	15	597	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	16	833	707
Capitaux propres des commanditaires .....	17	4 576	4 484
		<b>35 691 \$</b>	<b>34 103 \$</b>

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.



Patricia Zuccotti  
Administratrice



David Mann  
Administrateur

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						
	Capitaux propres des commandi- taires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Gains actuariels (pertes actuarielles) sur les régimes à prestations définies	Couver- tures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des comman- ditaires	Capitaux propres des comman- ditaires détenant des parts priviliégées	Actions priviliégées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2018.....	(948) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 484 \$	707 \$	568 \$	8 129 \$	66 \$	3 252 \$	17 206 \$
Résultat net .....	(34)	—	—	—	—	—	(34)	44	26	262	—	(25)	273
Autres éléments du résultat global.....	—	(35)	538	(4)	1	19	519	—	28	795	7	376	1 725
Parts privilégiées émises (note 17) .....	—	—	—	—	—	—	—	126	—	—	—	—	126
Apports en capital (note 16) .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	430	—	—	430
Cessions (note 4) .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(172)	—	—	(172)
Distributions ou dividendes déclarés ...	(370)	—	—	—	—	—	(370)	(44)	(26)	(706)	(55)	(268)	(1 469)
Régime de réinvestissement des distributions .....	6	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—	—	6
Divers .....	227	(13)	(234)	1	1	(11)	(29)	—	1	4	50	(20)	6
Variation au cours de l'exercice .....	(171)	(48)	304	(3)	2	8	92	126	29	613	2	63	925
Solde au 31 décembre 2019.....	(1 119) \$	(700) \$	6 424 \$	(9) \$	(32) \$	12 \$	4 576 \$	833 \$	597 \$	8 742 \$	68 \$	3 315 \$	18 131 \$
Solde au 31 décembre 2017.....	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	6 298 \$	58 \$	2 843 \$	14 282 \$
Résultat net .....	24	—	—	—	—	—	24	38	26	297	1	17	403
Autres éléments du résultat global.....	—	(205)	1 131	3	5	(8)	926	—	(48)	1 707	13	666	3 264
Parts privilégiées émises .....	—	—	—	—	—	—	—	196	—	—	—	—	196
Parts de société en commandite rachetées pour annulation .....	(51)	—	—	—	—	—	(51)	—	—	—	—	—	(51)
Apports en capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	307	—	—	307
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	21	—	—	21
Distributions ou dividendes déclarés ...	(355)	—	—	—	—	—	(355)	(38)	(26)	(553)	(45)	(255)	(1 272)
Régime de réinvestissement des distributions .....	8	—	—	—	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Divers .....	(315)	(69)	373	—	(10)	(3)	(24)	—	—	52	39	(19)	48
Variation au cours de l'exercice .....	(689)	(274)	1 504	3	(5)	(11)	528	196	(48)	1 831	8	409	2 924
Solde au 31 décembre 2018.....	(948) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 484 \$	707 \$	568 \$	8 129 \$	66 \$	3 252 \$	17 206 \$

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Cumul des autres éléments du résultat global						Participations ne donnant pas le contrôle						Total des capitaux propres
	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	Actions privilégiées	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables/détenues par Brookfield	
Solde au 31 décembre 2016.....	(257) \$	(404) \$	4 124 \$	(8) \$	(31) \$	24 \$	3 448 \$	324 \$	576 \$	5 589 \$	55 \$	2 680 \$	12 672 \$
Résultat net .....	(32)	—	—	—	—	—	(32)	28	26	53	(1)	(23)	51
Autres éléments du résultat global.....	—	26	508	(1)	2	(9)	526	—	39	383	9	393	1 350
Parts privilégiées et parts de société en commandité émises.....	411	—	—	—	—	—	411	187	—	—	—	—	598
Ajustements.....	(63)	—	—	—	—	—	(63)	—	—	—	1	62	—
Apports en capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	294	—	—	294
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	525	—	—	525
Distributions ou dividendes déclarés ..	(328)	—	—	—	—	—	(328)	(28)	(26)	(539)	(35)	(243)	(1 199)
Régime de réinvestissement des distributions .....	10	—	—	—	—	—	10	—	—	—	—	—	10
Divers .....	—	—	(16)	—	—	—	(16)	—	1	(7)	29	(26)	(19)
Variation au cours de l'exercice .....	(2)	26	492	(1)	2	(9)	508	187	40	709	3	163	1 610
Solde au 31 décembre 2017.....	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	6 298 \$	58 \$	2 843 \$	14 282 \$

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE  
(EN MILLIONS)

	Note	2019	2018	2017
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net .....		273 \$	403 \$	51 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Charge d'amortissement.....	13	798	819	782
Perte latente sur le change et les instruments financiers.....	6	27	8	43
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	(11)	(68)	(2)
(Recouvrement) charge d'impôt différé.....	12	(14)	(89)	49
Autres éléments sans effet de trésorerie.....		127	53	(6)
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	64	42	31
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées.....		35	3	5
Variation nette des soldes du fonds de roulement.....	29	(87)	(68)	(25)
		<u>1 212</u>	<u>1 103</u>	<u>928</u>
<b>Activités de financement</b>				
Produit tiré des billets à moyen terme.....	14	449	231	—
Remboursement des billets à moyen terme.....	14	(341)	(152)	(200)
Facilités de crédit de la société mère, montant net.....		(422)	36	414
Produits tirés des emprunts sans recours.....		1 759	2 283	1 131
Remboursement des emprunts sans recours.....		(1 420)	(2 664)	(1 078)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	15	412	300	294
Remboursements de capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	15	(113)	—	—
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle.....	15	—	—	(5)
Émission de parts de société en commandite privilégiées.....	16	126	196	187
Émission de parts de société en commandite.....		—	—	—
Rachat de parts de société en commandite.....	17	(1)	(51)	—
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	15	(706)	(553)	(539)
Aux porteurs d'actions privilégiées.....	15	(26)	(26)	(25)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées.....	16	(43)	(37)	(26)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP.....	15, 17	(684)	(643)	(591)
Emprunts auprès de parties liées.....	14	936	200	—
Remboursements à des parties liées.....	14	(936)	(200)	—
		<u>(1 010)</u>	<u>(1 080)</u>	<u>(27)</u>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise.....	3	(202)	(39)	377
Investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	20	(194)	(420)	(439)
Investissement dans les immobilisations corporelles.....	13	(195)	(235)	(355)
Produit de la cession d'actifs.....		274	23	150
Cession de (placements dans des) titres.....	6	7	27	(77)
Liquidités soumises à restrictions et autres.....		59	20	16
		<u>(251)</u>	<u>(624)</u>	<u>(328)</u>
(Perte) profit de change sur la trésorerie.....		(4)	(17)	3
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....		(53)	(618)	576
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente.....	5	(5)	(8)	—
Solde au début de l'exercice.....		173	799	223
Solde à la fin de l'exercice.....		<u>115 \$</u>	<u>173 \$</u>	<u>799 \$</u>
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés.....		636 \$	665 \$	611 \$
Intérêts reçus.....		19 \$	22 \$	27 \$
Impôts sur le résultat payés.....		70 \$	68 \$	48 \$

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ANNUELS AUDITÉS

Les activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») consistent à détenir un portefeuille de centrales de production d'énergie renouvelable principalement en Amérique du Nord, en Colombie, au Brésil, en Europe, en Inde et en Chine.

Sauf indication contraire, « Énergie Brookfield » désigne Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées.

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

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

La société mère directe d'Énergie Brookfield est son commandité, Brookfield Renewable Partners Limited (« BRPL »), tandis que sa société mère ultime est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres qu'Énergie Brookfield, sont désignées, individuellement et collectivement, comme « Brookfield » dans les présents états financiers.

Les parts de société en commandite sans droit de vote d'Énergie Brookfield (les « parts de société en commandite ») sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP » et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEP.UN ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A, série 5, série 7, série 9, série 11, série 13 et série 15 d'Énergie Brookfield sont négociées à la Bourse de Toronto respectivement sous les symboles « BEP.PR.E », « BEP.PR.G », « BEP.PR.I », « BEP.PR.K », « BEP.PR.M » et « BEP.PR.O ».

Notes des états financiers consolidés	Page
<b>APPLICATION GÉNÉRALE</b>	
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	87
2. Principales filiales	107
3. Acquisitions	107
4. Cession d'actifs	112
5. Actifs détenus en vue de la vente	113
6. Gestion des risques et instruments financiers	114
7. Informations sectorielles	126
<b>RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION</b>	
8. Autres produits	132
9. Coûts d'exploitation directs	132
10. Divers	133
11. Écart de conversion	133
12. Impôts sur le résultat	133
<b>SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE</b>	
13. Immobilisations corporelles à la juste valeur	136
14. Emprunts	139
15. Participations ne donnant pas le contrôle	144
16. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	149
17. Capitaux propres des commanditaires	150
18. Goodwill	151
19. Gestion du capital	151
20. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	152
21. Trésorerie et équivalents de trésorerie	153
22. Liquidités soumises à restrictions	153
23. Créances clients et autres actifs courants	154
24. Autres actifs non courants	154
25. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	155
26. Autres passifs non courants	155
27. Engagements, éventualités et garanties	156
<b>DIVERS</b>	
28. Transactions entre parties liées	157
29. Renseignements supplémentaires	163
30. Prestations de retraite et avantages du personnel futurs	163
31. Filiales faisant appel public à l'épargne	168
32. Événements postérieurs à la date de clôture	169

## 1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

### a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Les méthodes comptables utilisées pour préparer les états financiers consolidés sont fondées sur les IFRS en vigueur le 31 décembre 2019, qui comprennent les IFRS, les Normes comptables internationales (« IAS ») et les interprétations élaborées par l'International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») et le Comité permanent d'interprétation (« SIC »). Les méthodes décrites ci-après sont appliquées de façon uniforme à toutes les périodes présentées, à moins d'indication contraire.

La publication des présents états financiers consolidés a été autorisée le 28 février 2020 par le conseil d'administration du commandité d'Énergie Brookfield, nommément BRPL.

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

Les symboles « \$ », « \$ CA », « € », « R\$ », « COP », « ZAR », « INR » et « CNY » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, au peso colombien, au rand, à la roupie indienne et au yuan.

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

### b) Mode de présentation

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

#### Consolidation

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

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

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et dans d'autres pays (y compris l'Inde et la Chine). Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre de ses activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités pertinentes, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités. Se reporter à la note 28, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend IFRS 3, *Regroupements d'entreprises* (« 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 la méthode comptable d'Énergie Brookfield quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 r) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun ».

### **Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence**

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

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

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

### **c) Normes comptables récemment adoptées**

À l'exception des modifications ci-après, Énergie Brookfield a appliqué toutes les méthodes comptables de façon uniforme à toutes les périodes présentées dans les présents états financiers consolidés.

#### **IFRS 3, *Regroupements d'entreprises***

En octobre 2018, l'IASB a publié des modifications à IFRS 3, qui s'appliqueront aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, l'application anticipée étant permise. Les modifications précisent qu'une entreprise doit comporter au moins une entrée et un processus substantiel, qui ensemble contribuent à la capacité de créer des sorties, et aident les entreprises à déterminer si une acquisition constitue un regroupement d'entreprises ou si elle représente une

acquisition d'un groupe d'actifs en fournissant des indications supplémentaires pour apprécier si un processus acquis est substantiel. Énergie Brookfield a décidé d'adopter de façon anticipée les modifications apportées à IFRS 3 avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2019 et appliquera la norme modifiée pour apprécier les regroupements d'entreprises sur une base prospective. Pour les acquisitions qui seront déterminées comme étant des acquisitions d'actifs plutôt que des regroupements d'entreprises, Énergie Brookfield répartira le prix de la transaction et les coûts de la transaction entre les actifs individuels déterminés acquis et les passifs individuels déterminés repris d'après leurs justes valeurs relatives et ne comptabilisera aucun goodwill. Les acquisitions qui continueront à répondre à la définition d'un regroupement d'entreprises seront comptabilisées selon la méthode de l'acquisition, sans qu'aucun changement ne soit apporté à la méthode comptable appliquée par Énergie Brookfield.

### **IFRS 9, Instruments financiers et IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir**

Énergie Brookfield a adopté la réforme des taux d'intérêt de référence le 1<sup>er</sup> octobre 2019, soit avant sa date d'entrée en vigueur obligatoire, laquelle a été publiée en septembre 2019 et a entraîné des modifications à IFRS 9 et IFRS 7 (« modifications des taux interbancaires offerts »). Les modifications des taux interbancaires offerts ont été appliquées de manière rétrospective aux relations de couverture en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2019 ou désignées ultérieurement, et au montant cumulé dans la réserve de couverture de flux de trésorerie à cette date. Les modifications des taux interbancaires offerts consentent une exception temporaire à l'application de certaines dispositions relatives à la comptabilité de couverture visant les relations de couverture d'une entité qui sont directement touchées par la réforme des taux interbancaires offerts. Grâce à ces exceptions, la réforme des taux interbancaires offerts ne devrait pas généralement entraîner la cessation de la comptabilité de couverture. Au moment d'évaluer si une couverture sera hautement efficace de manière prospective, l'entité peut supposer que la réforme des taux interbancaires offerts ne change pas le taux d'intérêt de référence sur lequel sont fondés les flux de trésorerie liés au dérivé qui couvre les emprunts. 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 taux interbancaires offerts 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. Aucune incidence n'est prévue puisque ces modifications permettent à Énergie Brookfield de continuer d'utiliser la comptabilité de couverture pour ses relations de couverture désignées antérieurement.

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 euro à court terme (« €STR ») remplacera l'EURIBOR. Il est prévu que ces changements entrent en vigueur d'ici le 31 décembre 2021. Énergie Brookfield finalise actuellement son plan de transition et la mise en œuvre de celui-ci afin d'évaluer l'incidence découlant de ces changements et d'apporter des modifications aux modalités contractuelles des emprunts à taux variable, des swaps de taux d'intérêt et des taux d'intérêt plafonds reposant sur des taux interbancaires offerts et met à jour les désignations de ses couvertures.

### **IFRS 16, Contrats de location**

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

### ***Définition d'un contrat de location***

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

Au moment de la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a choisi d'appliquer la mesure de simplification qui lui permet de ne pas réapprécier si les transactions constituent des contrats de location. Énergie Brookfield n'a appliqué IFRS 16 qu'aux contrats qui étaient auparavant identifiés comme des contrats de location. Les contrats qui n'étaient pas identifiés comme des contrats de location selon IAS 17 et IFRIC 4 n'ont pas été réappréciés pour déterminer s'ils renfermaient un contrat de location. Par conséquent, la définition d'un contrat de location selon IFRS 16 n'a été appliquée qu'aux contrats conclus ou modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

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

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

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

- Application de l'exemption permettant de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives de contrats de location dont la durée est de moins de 12 mois;
- Appui sur l'évaluation de ses contrats de location faite immédiatement avant la date de première application pour déterminer si des contrats sont déficitaires;
- Utilisation de connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location qui contient des options de prolongation ou de résiliation;
- Exclusion des coûts directs initiaux de l'évaluation de l'actif au titre du droit d'utilisation à la date de première application.

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

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement selon IAS 17, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative au 1<sup>er</sup> janvier 2019 correspond à la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant cette date.

### ***Incidences sur les états financiers***

À la transition à IFRS 16, Énergie Brookfield a comptabilisé des actifs au titre de droits d'utilisation additionnels de 145 millions \$ et des obligations locatives de 147 millions \$, la différence ayant été comptabilisée dans les résultats non distribués.

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

#### **d) Changements apportés à la méthode comptable appliquée aux contrats de location**

Énergie Brookfield a appliqué IFRS 16 au moyen de l'approche rétrospective modifiée, de sorte que les informations comparatives n'ont pas été retraitées et continuent d'être présentées selon IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »), et IFRIC 4, *Déterminer si un accord contient un contrat de location* (« IFRIC 4 »). Les méthodes comptables appliquées selon IAS 17 et IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent de celles appliquées selon IFRS 16 et l'incidence des changements de méthodes est présentée à la note 1 c).

#### **Méthode appliquée à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019**

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

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

Cette méthode est appliquée aux nouveaux contrats ou à ceux qui ont été modifiés à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

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

#### **Comptabilisation par le preneur selon IFRS 16**

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

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

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

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

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

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

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

Énergie Brookfield présente les actifs au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles et les obligations locatives dans les autres passifs à long terme à l'état consolidé de la situation financière au 31 décembre 2019.

#### *Contrats de location à court terme et contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur*

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

### **Méthode appliquée avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019**

Pour les contrats conclus avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019, Énergie Brookfield déterminait si l'accord était, ou renfermait, un contrat de location en appréciant si :

- l'exécution de l'accord dépendait de l'utilisation d'un ou de plusieurs actifs spécifiques;
- l'accord conférait un droit d'utiliser l'actif. Un accord conférait un droit d'utiliser l'actif si l'une des conditions suivantes était remplie :
  - l'acheteur avait la possibilité ou le droit d'exploiter l'actif tout en obtenant ou en contrôlant plus qu'une partie insignifiante de la production;
  - l'acheteur avait la possibilité ou le droit de contrôler l'accès physique à l'actif tout en obtenant ou en contrôlant plus qu'une partie insignifiante de la production;
  - les faits et circonstances indiquaient qu'il était peu probable que d'autres parties auraient pris plus qu'une partie insignifiante de la production et que le prix par unité n'était ni fixé par unité produite, ni égal au prix du marché par unité produite.

### **Comptabilisation par le preneur selon IAS 17**

Pour la période comparative, Énergie Brookfield, à titre de preneur, classait les contrats de location qui transféraient la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété comme étant des contrats de location-financement. En pareils cas, les actifs loués étaient évalués initialement au montant correspondant au plus faible de leur juste valeur et de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements minimaux au titre de la location étaient les paiements que le preneur était tenu d'effectuer pendant la durée du contrat de location, à l'exclusion du loyer conditionnel.

Par la suite, les actifs étaient comptabilisés selon la méthode comptable qui s'appliquait à ceux-ci.

Les actifs détenus en vertu d'autres contrats de location étaient classés comme étant des contrats de location simple et n'étaient pas comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière d'Énergie Brookfield. Les paiements versés en vertu des contrats de location simple étaient comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat selon la méthode linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages incitatifs à la location reçus étaient comptabilisés comme faisant partie intégrante de la charge locative, sur la durée du contrat de location.

### **e) Écart de conversion**

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

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

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

#### **f) Trésorerie et équivalents de trésorerie**

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

#### **g) Liquidités soumises à restrictions**

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

#### **h) Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation**

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

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

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

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

	<u>Durée d'utilité estimée</u>
Barrages	Jusqu'à 115 ans
Conduites forcées	Jusqu'à 60 ans
Centrales électriques	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie hydroélectrique	Jusqu'à 115 ans
Unités de production d'énergie éolienne	Jusqu'à 30 ans
Unités de production d'énergie solaire	Jusqu'à 30 ans
Unités de cogénération alimentées au gaz (« cogénération »)	Jusqu'à 40 ans
Autres actifs	Jusqu'à 60 ans

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

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

L'amortissement des immobilisations corporelles au Brésil est calculé selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession. La durée résiduelle moyenne pondérée était de 32 ans au 31 décembre 2019 (33 ans en 2018). Comme les droits fonciers font partie de la concession ou de l'autorisation, ce coût est également assujettit à l'amortissement.

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

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

### **i) Dépréciation d'actifs**

Chaque date de clôture, la direction évalue s'il y a ou non une indication que les actifs ont perdu de la valeur. Pour les immobilisations corporelles et incorporelles non financières (y compris les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence), une perte de valeur est comptabilisée si la valeur recouvrable, considérée comme étant la valeur la plus élevée entre la juste valeur estimée, diminuée des coûts de la vente, et les flux de trésorerie futurs actualisés liés à l'utilisation et à la sortie éventuelle d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie, est inférieure à la valeur comptable. Les projections des flux de trésorerie futurs tiennent compte des plans d'exploitation

applicables et des meilleures estimations de la direction quant aux conditions les plus probables susceptibles de se produire. Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif est augmentée à hauteur de la valeur la moins élevée entre l'estimation révisée de la valeur recouvrable et celle de la valeur comptable qui aurait été comptabilisée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement.

#### **j) Créances clients et autres actifs courants**

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

#### **k) Instruments financiers**

##### **Comptabilisation initiale**

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

À la comptabilisation initiale, Énergie Brookfield évalue l'actif financier à sa juste valeur. Pour l'actif financier qui n'est pas classé à la JVRN, les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition de l'actif financier sont inclus à la comptabilisation initiale. Les coûts de transaction des actifs financiers comptabilisés à la JVRN sont passés en charges.

##### **Classement et évaluation**

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

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

JVAERG – Les actifs financiers détenus en vue d'atteindre un certain objectif économique, autre que les activités de négociation à court terme, sont évalués à la JVAERG. Contrairement aux titres de créance évalués à la JVAERG, les profits et les pertes ne peuvent être recyclés en résultat net. Lors de la décomptabilisation de l'actif, les profits ou pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

JVRN – Les actifs financiers ne respectant pas les critères de comptabilisation au coût amorti ou à la JVAERG sont évalués à la JVRN.

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

en fonction des pertes de crédit attendues pour la durée de vie à compter de la date de comptabilisation initiale de l'actif.

Figurent parmi les indications de dépréciation :

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

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

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

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

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

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

### **Dérivés et comptabilité de couverture**

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

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iii) Inefficacité de la couverture

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

## **l) Comptabilisation des produits et des charges**

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

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

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

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

lieu à un ajustement à la baisse importante du montant cumulé comptabilisé des produits lorsque l'incertitude connexe est résorbée.

Brookfield Énergie conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable faisant l'objet de conventions d'achat d'électricité sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à IFRS 15, le prix de transaction aux termes d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme des produits des activités ordinaires lorsque l'obligation de prestation est remplie, ou à mesure qu'elle est remplie. Énergie Brookfield considère la vente d'électricité et de capacité comme une série de biens distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au même rythme et évalués selon la méthode fondée sur les extrants. Énergie Brookfield considère les crédits d'énergie renouvelable comme des obligations de prestation remplies à un moment précis. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, les produits comptabilisés à un moment précis qui correspondent aux crédits renouvelables s'établissaient à 25 millions \$ (17 millions \$ en 2018). L'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et le transfert au client du contrôle de crédits renouvelables d'un accord intégré coïncident avec le rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de la production d'électricité sous-jacente.

Les produits des activités ordinaires comptabilisés hors du champ d'application d'IFRS 15 comprennent des profits et des pertes réalisés sur les dérivés utilisés à des fins de gestion des risques des activités de production d'Énergie Brookfield associés aux prix des marchandises. Les opérations financières comprises dans les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2019 ont entraîné une augmentation des produits des activités ordinaires de 15 millions \$ (diminution des produits des activités ordinaires de 21 millions \$ en 2018).

#### **Soldes des contrats**

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

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

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

#### **m) Impôts sur le résultat**

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

L'impôt différé est comptabilisé lorsqu'il y a des différences temporaires imposables entre la base fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. L'impôt différé n'est pas comptabilisé lorsque la différence temporaire résulte du goodwill ou de la comptabilisation initiale d'autres actifs et passifs dans le cadre d'une transaction qui n'est pas un

regroupement d'entreprises et qui ne touche ni le bénéfice imposable ni le résultat comptable. Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires déductibles et les reports en avant de crédits d'impôt non utilisés et de pertes fiscales non utilisées, dans la mesure où il est probable que les déductions, les crédits d'impôt et les pertes fiscales puissent être utilisés. La valeur comptable des actifs d'impôt différé fait l'objet d'un examen à chaque date de clôture et est réduite dans la mesure où il n'est plus probable que les actifs d'impôt soient recouverts. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture.

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

## **n) Regroupements d'entreprises**

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

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

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

Lorsque cela s'applique, la contrepartie de l'acquisition comprend tout actif ou passif découlant d'une entente de contrepartie éventuelle, mesuré à la juste valeur à la date d'acquisition. Les variations ultérieures de la juste valeur

sont inscrites dans le coût d'acquisition, quand elles sont considérées comme des ajustements liés à la période d'évaluation. Toutes les autres variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée à titre de passifs seront comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, tandis que les variations de la juste valeur de la contrepartie éventuelle classée dans les capitaux propres de la société ne font pas l'objet d'une réévaluation ultérieure.

#### **o) Actifs détenus en vue de la vente**

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

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

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

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

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

#### **p) Autres éléments**

##### **i) Coûts inscrits à l'actif**

Les coûts inscrits à l'actif liés aux immobilisations en cours comprennent toutes les dépenses admissibles engagées relativement à l'aménagement et à la construction de l'actif de production d'énergie. Ces dépenses comprennent les coûts des matériaux, les coûts de main-d'œuvre directe et d'autres coûts directement attribuables à la préparation de l'actif à son usage prévu, ainsi que les coûts relatifs au démantèlement et à l'enlèvement d'immobilisations corporelles et à la remise en état du site sur lequel elles sont situées. Les intérêts et les coûts d'emprunt sont inscrits à l'actif lorsque les activités nécessaires pour préparer l'actif à son usage prévu ou à sa vente prévue sont en cours, que les dépenses liées à cet actif ont été engagées et que les fonds ont été utilisés ou empruntés pour financer la construction ou l'aménagement. Les coûts cessent d'être inscrits à l'actif lorsque celui-ci est prêt à être utilisé.

##### **ii) Prestations de retraite et avantages du personnel futurs**

Les prestations de retraite et les avantages du personnel futurs relativement aux employés des entités en exploitation faisant partie d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés. Le coût des prestations de retraite au titre des régimes à prestations définies et des avantages postérieurs à l'emploi offerts est comptabilisé au fur et à mesure que les employés obtiennent droit à prestations. La méthode des unités de crédit projetées au prorata des années de service, qui se fonde sur les hypothèses les plus probables de la direction, est utilisée pour évaluer les

prestations et autres avantages de retraite. Tous les écarts actuariels sont comptabilisés immédiatement par le biais des autres éléments du résultat global afin que le montant net de l'actif ou du passif au titre des régimes de retraite comptabilisés aux états consolidés de la situation financière reflète la valeur totale du déficit ou de l'excédent des régimes. L'intérêt net est calculé en appliquant le taux d'actualisation à l'actif ou au passif net au titre des prestations définies. Les variations du montant net des obligations au titre des prestations définies se rapportant aux coûts de service (qui comprennent le coût des services rendus pour l'exercice, le coût des services passés, ainsi que les profits et les pertes sur les réductions et les règlements ponctuels), et les charges d'intérêts nettes ou les produits d'intérêts nets sont comptabilisés dans les comptes consolidés de résultat.

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

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

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

### iv) Intérêts et coûts d'emprunt

Les intérêts et les coûts d'emprunt sont inscrits à l'actif lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'un actif qualifié. Un actif qualifié est un actif qui exige une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisé.

### v) Provisions

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

### vi) Produits d'intérêts

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

#### vii) Subventions gouvernementales

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

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

#### q) 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 ». 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 r) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

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

##### ii) Instruments financiers

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

##### iii) Impôt différé

Les états financiers consolidés comprennent des estimations et des hypothèses pour établir les taux d'imposition futurs applicables aux filiales et identifier les différences temporaires liées à chaque filiale. Les actifs et les passifs d'impôt

différé sont évalués aux taux d'imposition qui devraient être en vigueur pour l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif, réglé, en fonction des taux d'imposition et des lois en vigueur ou pratiquement en vigueur à la date de clôture. L'utilisation de plans et de prévisions d'exploitation permet d'évaluer le moment où les différences temporaires se résorberont.

#### **r) Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables**

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

##### **i) Préparation des états financiers consolidés**

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

##### **ii) Transactions sous contrôle commun**

Les regroupements d'entreprises sous contrôle commun sont spécifiquement exclus du champ d'application d'IFRS 3 et la direction a donc exercé son jugement pour choisir une méthode de comptabilisation appropriée pour ces transactions, et a pris en considération d'autres normes comptables pertinentes en tenant compte des principes énoncés dans les IFRS et de la réalité économique des transactions à l'étude, selon IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*. Énergie Brookfield a pour politique de présenter les actifs et les passifs comptabilisés découlant des transactions entre entités sous contrôle commun à la valeur comptable dans les états financiers du cédant et de refléter les résultats des entités regroupées dans les comptes consolidés de résultat, les états consolidés du résultat global, les états consolidés de la situation financière, les états consolidés des variations des capitaux propres et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour toutes les périodes présentées pendant lesquelles les entités étaient sous le contrôle commun du cédant, quel que soit le moment où survient le regroupement. Les écarts entre la contrepartie versée et les actifs et passifs reçus sont comptabilisés directement dans les capitaux propres.

##### **iii) Immobilisations corporelles**

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

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon la méthode qu'elle juge raisonnable. En général, il s'agit d'un modèle d'analyse des flux de trésorerie actualisés sur 20 ans pour ses actifs hydroélectriques. Cette période de 20 ans est considérée comme raisonnable, étant donné que les plans d'immobilisations d'Énergie Brookfield portent sur 20 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 des actifs de production d'énergie qui ne sont pas directement liés 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 2027 en Colombie et d'ici 2023 en Europe et 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 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 30 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 20 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 k), « Instruments financiers ». En ce qui a trait à l'application de cette méthode, le jugement se fonde sur les critères énoncés dans IFRS 9 et IAS 39, pour comptabiliser les instruments financiers à la juste valeur par le biais du résultat net et à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global ainsi que pour évaluer l'efficacité des relations de couverture.

#### v) Impôt différé

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

#### s) Modifications futures de méthodes comptables

Diverses autres modifications et interprétations sont entrées en vigueur en 2019, mais n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés d'Énergie Brookfield. Mis à part l'adoption anticipée des modifications apportées à IFRS 3, à IFRS 9 et à IFRS 7 décrites à la note 1 c), Énergie Brookfield n'a adopté de façon anticipée aucune autre norme, interprétation ou modification ayant été publiée, mais n'étant pas encore en vigueur.

## 2. PRINCIPALES FILIALES

Le tableau qui suit présente la liste des filiales d'Énergie Brookfield qui, de l'avis de la direction, avaient une incidence importante sur sa situation financière et sur ses résultats d'exploitation au 31 décembre 2019 :

	Territoire de constitution, d'enregistrement ou d'activité	Pourcentage des droits de vote détenus ou contrôlés
BP Brazil US Subco LLC.....	Delaware	100
Brookfield BRP Canada Corp.....	Alberta	100
Brookfield BRP Europe Holdings (Bermuda) Limited.....	Bermudes	100
Brookfield Power US Holding America Co.....	Delaware	100
Isagen S.A. E.S.P. <sup>1</sup> .....	Colombie	100
Orion Canadian Holdings 1 AIV L.P. ....	Ontario	100

<sup>1)</sup> Contrôle exercé en vertu des droits de vote obtenus aux termes de conventions de vote conclues avec Brookfield.

## 3. ACQUISITIONS

*Le placement suivant a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date de l'acquisition.*

### Portefeuille éolien en Inde

Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu une transaction en vue d'acquérir une centrale éolienne en exploitation en Inde d'une puissance de 105 MW le 7 juin 2019 et une centrale éolienne en exploitation de 105 MW le 8 juillet 2019 (collectivement, le « portefeuille éolien en Inde »).

Énergie Brookfield a acquis, avec ses partenaires institutionnels, le portefeuille éolien en Inde pour une contrepartie totale de 4,6 milliards INR (67 millions \$), majoré d'un paiement éventuel qui devrait s'élever à 0,8 milliard INR (12 millions \$). Énergie Brookfield prévoit détenir une participation financière d'environ 25 %. Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges à mesure qu'ils ont été engagés et ils ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec une société affiliée de Brookfield qui contrôle *in fine* le portefeuille éolien en Inde. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives

dans le cadre de l'élection des administrateurs de la société affiliée de Brookfield qui contrôle *in fine* le portefeuille éolien en Inde.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date de l'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille éolien en Inde se seraient élevés à 37 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

### Centrale éolienne en Chine

Le 30 septembre 2019, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'une centrale éolienne en exploitation en Chine d'une puissance de 200 MW (la « centrale éolienne en Chine ») en contrepartie de 1 140 millions CNY (160 millions \$). Énergie Brookfield prévoit détenir une participation financière d'environ 25 %. Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec une société affiliée de Brookfield qui contrôle *in fine* la centrale éolienne en Chine. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des administrateurs de la société affiliée de Brookfield qui contrôle *in fine* la centrale éolienne en Chine.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés annuels audités à compter de la date de l'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés de la centrale éolienne en Chine se seraient élevés à 44 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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

(EN MILLIONS)	Note	Portefeuille éolien en Inde	Portefeuille éolien en Chine	Total
Liquidités soumises à restrictions .....		14 \$	2 \$	16 \$
Créances clients et autres actifs courants .....		14	51	65
Immobilisations corporelles .....	13	243	307	550
Passifs courants .....		(1)	(23)	(24)
Tranche courante des emprunts sans recours .....	14	(12)	(18)	(30)
Instruments financiers .....		(4)	—	(4)
Emprunts sans recours .....	14	(158)	(131)	(289)
Passifs d'impôt différé .....		(8)	(28)	(36)
Autres passifs non courants .....		(9)	—	(9)
Juste valeur des actifs nets acquis .....		79 \$	160 \$	239 \$

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

### **X-Elio**

En décembre 2019, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a conclu une entente en vue de former une coentreprise à parts égales visant X-Elio. Établie en Espagne, X-Elio détient un portefeuille qui comprend des centrales d'énergie solaire en exploitation d'une puissance d'environ 972 MW, des actifs en construction d'une puissance d'environ 1 000 MW et un portefeuille de développement d'une puissance de 5 000 MW principalement en Espagne, au Mexique, aux États-Unis et au Japon. Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 12,5 % dans le portefeuille de la coentreprise. La contrepartie d'Énergie Brookfield a totalisé 124 millions € (138 millions \$).

### **Réalisées en 2018**

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

### **Biotherm**

Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Global, Inc. (« TerraForm Global ») le 28 décembre 2017. Les actifs nets identifiables de TerraForm Global comprenaient des liquidités soumises à restrictions et des dépôts de 56 millions \$ liés à l'acquisition de participations majoritaires (variant de 65 % à 70 %) dans trois sociétés distinctes qui exploitent cumulativement une puissance de 49 MW d'actifs éoliens et solaires en Afrique du Sud (« Biotherm »).

En mars 2018, Énergie Brookfield a acquis Biotherm, pour une contrepartie totale de 71 millions \$. Ce montant a été versé en deux tranches et comprenait le dépôt susmentionné, soit un paiement en trésorerie de 12 millions \$ et une contrepartie différée de 3 millions \$.

Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

### **Northern Ireland Wind**

En mars 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 100 % dans une centrale éolienne en Irlande du Nord d'une puissance de 23 MW (« Northern Ireland Wind »).

En octobre 2018, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition de Northern Ireland Wind. La contrepartie totale s'est élevée à 22 millions £ (28 millions \$). Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 %.

Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat.

## Répartition des prix d'acquisition

La répartition définitive des prix d'acquisition, à la juste valeur, est la suivante :

(EN MILLIONS)	Biotherm	Northern Ireland Wind	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	12 \$	1 \$	13 \$
Créances clients et autres actifs courants.....	7	—	7
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	158	53	211
Passifs courants .....	(3)	(4)	(7)
Tranche courante des emprunts sans recours.....	(3)	—	(3)
Instruments financiers .....	(2)	—	(2)
Emprunts sans recours.....	(69)	(18)	(87)
Passifs d'impôt différé.....	(35)	(4)	(39)
Participations ne donnant pas le contrôle.....	(21)	—	(21)
Juste valeur des actifs nets acquis.....	44	28	72
Goodwill.....	27	—	27
Prix d'acquisition .....	71 \$	28 \$	99 \$

### Réalisées en 2017

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

#### European Storage

En août 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a acquis une participation de 25 % dans FHH Guernsey Ltd, qui détient un portefeuille de centrales d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni (« European Storage »). Énergie Brookfield détient une participation financière d'environ 7 % dans le portefeuille. La contrepartie a totalisé 194 millions £ (248 millions \$). Des coûts d'acquisition de 1 million £ (1 million \$) ont été engagés et inscrits à l'actif.

#### TerraForm Power

En octobre 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »). TerraForm Power est un portefeuille diversifié d'envergure composé d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 2 600 MW situés principalement aux États-Unis. Énergie Brookfield détient une participation financière indirecte d'environ 16 % dans TerraForm Power, pour un placement net total de 203 millions \$.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Power comme un placement disponible à la vente. Le changement de traitement comptable, la méthode de la comptabilisation des placements disponibles à la vente ayant été abandonnée pour celle de la mise en équivalence, a entraîné le reclassement d'un profit de 13 millions \$ de l'état du résultat global consolidé annuel audité au compte de résultat à titre d'autres produits, ce qui représente le profit cumulé sur la participation indirecte détenue auparavant. Des coûts d'acquisition de 1 million \$ ont été engagés et inscrits à l'actif.

En octobre 2017, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec la filiale de Brookfield qui contrôle en dernier ressort TerraForm Power. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un des quatre administrateurs de la filiale de Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur cette filiale.

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

### **European Wind**

En février 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 100 % dans une centrale éolienne d'une puissance de 16 MW en Irlande du Nord (« European Wind »).

En août 2017, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'European Wind qui est entrée en service en juillet 2017. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à European Wind touchés avant la date d'acquisition auraient été négligeables. La contrepartie a totalisé 24 millions £ (32 millions \$). Énergie Brookfield conserve une participation donnant le contrôle d'environ 40 % dans la centrale. Les coûts d'acquisition, totalisant moins de 1 million \$, ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

### **TerraForm Global**

En décembre 2017, de concert avec ses partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition d'une participation de 100 % dans TerraForm Global. TerraForm Global est un portefeuille diversifié d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 919 MW situés principalement au Brésil et en Asie. La contrepartie versée s'est établie à 657 millions \$ tandis que la juste valeur de la participation détenue auparavant était de 100 millions \$. Énergie Brookfield détient une participation financière de 31 % dans TerraForm Global, sa quote-part de la juste valeur de la participation détenue auparavant totalisant 30 millions \$ à la date d'acquisition. La quote-part d'Énergie Brookfield de la contrepartie versée s'élevait à 202 millions \$.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Global comme un placement disponible à la vente. Le changement de traitement comptable, la méthode de comptabilisation des placements disponibles à la vente ayant été abandonnée pour celle de la consolidation, a entraîné le reclassement d'un profit de 2 millions \$ de l'état du résultat global consolidé annuel audité au compte de résultat à titre d'autres produits, ce qui représente le profit cumulé sur la participation indirecte détenue auparavant.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à TerraForm Global se seraient élevés à 250 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Les coûts d'acquisition, totalisant 1 million \$, ont été passés en charges au fur et à mesure qu'ils ont été engagés et ont été comptabilisés au poste Divers dans le compte consolidé de résultat annuel audité.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec une société affiliée d'Énergie Brookfield qui a le contrôle ultime de TerraForm Global. En vertu de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des administrateurs de la filiale de Brookfield.

## Répartition des prix d'acquisition

La répartition définitive des prix d'acquisition, à la juste valeur, à l'égard des acquisitions réalisées en 2017 est la suivante :

(EN MILLIONS)	TerraForm Global	European Wind	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	611 \$	— \$	611 \$
Liquidités soumises à restrictions.....	90	—	90
Créances clients et autres actifs courants.....	62	1	63
Instruments financiers .....	20	—	20
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	1 208	37	1 245
Actifs d'impôt différé.....	18	—	18
Autres actifs non courants .....	94	—	94
Passifs courants .....	(73)	(4)	(77)
Tranche courante des emprunts sans recours.....	(1 183)	—	(1 183)
Instruments financiers .....	(15)	—	(15)
Emprunts sans recours.....	(5)	—	(5)
Passifs d'impôt différé.....	(15)	(2)	(17)
Autres passifs non courants .....	(54)	—	(54)
Participations ne donnant pas le contrôle.....	(1)	—	(1)
Juste valeur des actifs nets acquis.....	<u>757 \$</u>	<u>32 \$</u>	<u>789 \$</u>

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, la répartition des prix des acquisitions réalisées respectivement en 2018 et 2017 a été menée à terme. Aucun changement important à la répartition provisoire des prix d'acquisition présentée dans les états financiers consolidés annuels audités de 2018 et 2017 n'a dû être apporté à l'égard des acquisitions survenues au cours de chacun de ces exercices.

## 4. CESSION D'ACTIFS

En mai et en août 2019, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente partielle de son portefeuille d'Afrique du Sud, qui était composé de centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de 146 MW. La contrepartie totale s'est élevée à 1 651 millions ZAR (112 millions \$), ce qui a donné lieu à une perte réalisée à la cession de 8 millions \$ qui a été comptabilisée au poste Divers dans les comptes consolidés de résultat. Le produit total, déduction faite des règlements de contrats de change, s'est élevé à 135 millions \$ (participation nette de 42 millions \$ revenant à Énergie Brookfield). Immédiatement avant de classer le portefeuille comme étant détenu en vue de la vente en 2018, Énergie Brookfield a procédé à une réévaluation des immobilisations corporelles et a comptabilisé une hausse de 42 millions \$ de la juste valeur, conformément au modèle de réévaluation qu'elle a choisi d'appliquer. Énergie Brookfield détenait une participation d'environ 31 % dans ce portefeuille. Par suite de cette cession, la quote-part d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 13 millions \$ auparavant classée dans les autres éléments du résultat global a été reclassée directement dans les capitaux propres et incluse au poste Divers des états consolidés des variations des capitaux propres.

En octobre 2019, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs éoliens d'une puissance de 191 MW en Irlande du Nord et au Portugal. La contrepartie totale s'est élevée à 186 millions \$ (participation nette de 74 millions \$ revenant à Énergie Brookfield), ce qui a donné lieu à une perte sur cession de 6 millions \$ qui a été comptabilisée au poste Divers des comptes consolidés de résultat. Immédiatement avant de

classer le portefeuille comme étant détenu en vue de la vente au cours du troisième trimestre de 2019, Énergie Brookfield a procédé à une réévaluation des immobilisations corporelles et a comptabilisé une hausse de 83 millions \$ de la juste valeur, conformément au modèle de réévaluation qu'elle a choisi d'appliquer. Énergie Brookfield détenait une participation de 40 % dans ce portefeuille. Par suite de cette cession, la quote-part d'Énergie Brookfield de l'écart de réévaluation cumulé après impôt de 49 millions \$ auparavant classée dans les autres éléments du résultat global a été reclassée directement dans les capitaux propres et présentée au poste Divers des états consolidés des variations des capitaux propres.

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

(EN MILLIONS)	<b>Total</b>
Produit, déduction faite des coûts de transaction.....	<b>291 \$</b>
Valeur comptable des actifs nets détenus en vue de la vente.....	—
Actif.....	<b>1 071</b>
Passif.....	<b>(680)</b>
Participations ne donnant pas le contrôle.....	<b>(86)</b>
	<b>305</b>
Perte réalisée à la cession, déduction faite des coûts de transaction.....	<b>(14) \$</b>

## 5. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au 31 décembre 2019, les actifs détenus en vue de la vente compris dans les secteurs opérationnels d'Énergie Brookfield comprenaient des portefeuilles de centrales d'énergie solaire en Afrique du Sud et en Asie. Les ventes de ces actifs devraient se conclure au cours de l'exercice 2020.

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

(EN MILLIONS)	<b>2019</b>	2018
<b>Actif</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	<b>14 \$</b>	8 \$
Liquidités soumises à restrictions.....	<b>22</b>	47
Créances clients et autres actifs courants.....	<b>13</b>	28
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	<b>303</b>	749
Goodwill.....	—	22
Autres actifs non courants.....	—	66
Actifs détenus en vue de la vente.....	<b>352 \$</b>	920 \$
<b>Passif</b>		
Passifs courants.....	<b>18 \$</b>	23 \$
Emprunts sans recours.....	<b>73</b>	360
Autres passifs non courants.....	<b>46</b>	150
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente.....	<b>137 \$</b>	533 \$

Énergie Brookfield continue à consolider et à comptabiliser les produits, les charges et les flux de trésorerie liés aux actifs détenus en vue de la vente dans les comptes consolidés de résultat, dans les états consolidés du résultat global et dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie, respectivement. Les actifs non courants classés comme étant détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

En 2019, Énergie Brookfield a conclu la vente partielle de son portefeuille éolien d'Afrique du Sud, qui était composé de centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de 146 MW, et la vente en Europe d'un portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 191 MW. Se reporter à la note 4, « Cession d'actifs ».

## **6. GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **GESTION DES RISQUES**

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

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

#### **a) Risque de marché**

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

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

##### *i) Risque de prix de l'électricité*

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

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Augmentation de 5 % .....	(7) \$	(3) \$	(3) \$	(7) \$	(10) \$	(4) \$
Diminution de 5 % .....	7	3	3	7	10	4

<sup>1)</sup> Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

### ii) Risque de change

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

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

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Augmentation de 5 % .....	20 \$	30 \$	4 \$	32 \$	44 \$	79 \$
Diminution de 5 % .....	(24)	(30)	(4)	(32)	(44)	(79)

<sup>1)</sup> Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

### iii) Risque de taux d'intérêt

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

Les actifs d'Énergie Brookfield consistent essentiellement en actifs physiques de longue durée. Les passifs financiers d'Énergie Brookfield sont principalement constitués de dettes à long terme à taux fixe ou de dettes à taux variable qui ont été converties à taux fixe grâce à des instruments financiers sur taux d'intérêt. Tous les passifs financiers non dérivés sont comptabilisés au coût amorti. Énergie Brookfield détient aussi des contrats sur taux d'intérêt pour s'assurer des taux fixes sur certaines émissions à venir de titres de créance.

Énergie Brookfield conclura des swaps de taux d'intérêt visant à réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable. Les fluctuations des taux d'intérêt pourraient avoir une incidence sur les flux de trésorerie d'Énergie Brookfield, principalement sur les intérêts à payer sur la dette à taux variable

d'Énergie Brookfield, laquelle se limite à certains emprunts sans recours, dont la valeur totale du capital s'élevait à 3 146 millions \$ (3 764 millions \$ en 2018). De ce montant en capital, le taux d'intérêt d'une tranche de 1 151 millions \$ (1 447 millions \$ en 2018) a été fixé à l'aide de contrats sur taux d'intérêt. La juste valeur des passifs comptabilisés relativement aux swaps de taux d'intérêt a été calculée selon un modèle d'évaluation utilisant des taux d'intérêt observables.

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

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

(EN MILLIONS)	Incidence sur le résultat net <sup>1</sup>			Incidence sur les autres éléments du résultat global <sup>1</sup>		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Augmentation de 1 % .....	34 \$	(10) \$	17 \$	17 \$	42 \$	54 \$
Diminution de 1 % .....	(34)	11	(17)	(17)	(42)	(54)

<sup>1)</sup> Les montants représentent l'incidence nette annuelle potentielle, avant impôt.

#### b) Risque de crédit

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

Énergie Brookfield réduit au minimum le risque de crédit lié aux contreparties par le choix, la surveillance et la diversification des contreparties, et par l'utilisation de contrats commerciaux types, et d'autres techniques d'atténuation des risques de crédit. De même, les conventions d'achat d'électricité d'Énergie Brookfield sont examinées régulièrement et sont conclues presque exclusivement avec des clients qui ont un historique de crédit de longue date ou une notation de première qualité, ce qui limite le risque de non-recouvrement. Pour de plus amples renseignements sur le solde des créances clients d'Énergie Brookfield, se reporter à la note 23, « Créances clients et autres actifs courants ».

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

(EN MILLIONS)	2019	2018
Créances clients et autres créances à court terme.....	548 \$	448 \$
Montants à recevoir de parties liées .....	60	65
Actif sur contrat .....	473	447
	<b>1 081 \$</b>	<b>960 \$</b>

### c) Risque de liquidité

Le risque de liquidité représente le risque qu'Énergie Brookfield ne puisse pas combler des besoins de trésorerie ou s'acquitter d'une obligation à son échéance. Le risque de liquidité est atténué par les soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield et par son accès à des facilités de crédit non utilisées. Pour de plus amples renseignements sur la tranche non utilisée des facilités de crédit, se reporter à la note 14, « Emprunts ». Énergie Brookfield veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité.

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

### OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant classe les obligations en matière de trésorerie liées aux passifs d'Énergie Brookfield en les regroupant par classe d'échéance pertinente définie en fonction de la durée restante entre les dates de clôture et la date d'échéance contractuelle. Comme les montants représentent les flux de trésorerie contractuels non actualisés (majorés des coûts de financement non amortis et du cumul des amortissements, le cas échéant), ils pourraient ne pas correspondre aux montants présentés aux états consolidés de la situation financière.

AU 31 DÉCEMBRE 2019 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres crédettes .....	590 \$	— \$	— \$	590 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup> .....	139	30	9	178
Montants à payer à des parties liées.....	127	—	—	127
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions.....	1	4	9	14
Obligations locatives .....	24	68	100	192
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	—	607	1 500	2 107
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	685	2 681	5 598	8 964
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>2</sup> .....	597	1 990	2 087	4 674
<b>Total.....</b>	<b>2 163 \$</b>	<b>5 380 \$</b>	<b>9 303 \$</b>	<b>16 846 \$</b>

AU 31 DÉCEMBRE 2018 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres crédettes .....	533 \$	— \$	— \$	533 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup> .....	27	57	54	138
Montants à payer à des parties liées.....	101	—	—	101
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions.....	1	4	10	15
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	6	1 344	990	2 340
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	489	2 806	5 164	8 459
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>2</sup> .....	577	1 906	1 684	4 167
<b>Total.....</b>	<b>1 734 \$</b>	<b>6 117 \$</b>	<b>7 902 \$</b>	<b>15 753 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

<sup>2)</sup> Correspondent au total des intérêts qui devraient être versés sur la durée des obligations, si celles-ci sont détenues jusqu'à l'échéance. Les paiements d'intérêts à taux variable ont été calculés selon des taux d'intérêt estimés.

## **Informations sur la juste valeur**

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

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

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

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

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

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

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

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

(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	2019	2018
<b>Actifs évalués à la juste valeur :</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	115 \$	— \$	— \$	115 \$	173 \$
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup> .....	173	—	—	173	181
<b>Actifs liés à des instruments financiers<sup>2</sup> .....</b>					
Contrats d'énergie dérivés .....	—	53	23	76	3
Swaps de taux d'intérêt.....	—	—	—	—	9
Swaps de change.....	—	4	—	4	55
Placements dans des titres de capitaux propres.....	25	87	48	160	117
Immobilisations corporelles .....	—	—	30 714	30 714	29 025
<b>Passifs évalués à la juste valeur :</b>					
<b>Passifs liés à des instruments financiers<sup>2</sup> .....</b>					
Contrats d'énergie dérivés .....	—	(8)	—	(8)	(22)
Swaps de taux d'intérêt.....	—	(131)	—	(131)	(116)
Swaps de change.....	—	(39)	—	(39)	—
Contrepartie éventuelle <sup>3</sup> .....	—	—	(11)	(11)	(3)
<b>Actifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence <sup>4</sup> .....	1 010	—	—	1 010	703
<b>Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Emprunts de la société.....	(1 905)	(299)	—	(2 204)	(2 367)
Emprunts sans recours.....	(416)	(9 157)	—	(9 573)	(8 696)
<b>Total.....</b>	<b>(998) \$</b>	<b>(9 490) \$</b>	<b>30 774 \$</b>	<b>20 286 \$</b>	<b>19 062 \$</b>

<sup>1)</sup> Comprennent le montant courant et le montant non courant inclus dans les autres actifs non courants.

<sup>2)</sup> Comprennent les montants courants et non courants.

<sup>3)</sup> Se rapporte à des regroupements d'entreprises comportant des obligations échéant entre 2020 et 2024.

<sup>4)</sup> La juste valeur correspond aux placements d'Énergie Brookfield dans les actions ordinaires cotées en Bourse de TerraForm Power, Inc.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

## Information sur les instruments financiers

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

(EN MILLIONS)	2019			2018
	Actif	Passif	Actif (passif) net	Actif (passif) net
Contrats d'énergie dérivés .....	76 \$	8 \$	68 \$	(19) \$
Swaps de taux d'intérêt .....	—	131	(131)	(107)
Swaps de change .....	4	39	(35)	55
Placements dans des titres de capitaux propres .....	160	—	160	117
Total .....	240	178	62	46
Moins : tranche courante .....	75	139	(64)	33
Tranche non courante.....	165 \$	39 \$	126 \$	13 \$

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

(EN MILLIONS)	Note	2019	2018	2017
Solde au début de l'exercice .....		46 \$	(85) \$	(28) \$
Augmentations (diminutions) de la position nette du passif au titre des instruments financiers :				
(Perte latente) profit latent par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements dans des titres de capitaux propres .....	a)	35	(16)	(20)
(Perte latente) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés .....	b)	15	(3)	(5)
(Perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés .....	b)	38	—	(17)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt.....	c)	(22)	17	1
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt.....	c)	(2)	14	18
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de change.....	d)	(23)	76	(29)
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change.....	d)	—	87	(94)
Acquisitions, règlements et autres.....		(25)	(44)	89
Solde à la fin de l'exercice.....		62 \$	46 \$	(85) \$
Actifs liés à des instruments financiers désignés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global :				
Placements dans des titres de capitaux propres.....	a)	160 \$	117 \$	159 \$
Actifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés.....	b)	53 \$	3 \$	— \$
Swaps de taux d'intérêt.....	c)	—	—	1
Swaps de change.....	d)	4	32	19
Positions nettes .....		57 \$	35 \$	20 \$
Actifs dérivés désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés.....	b)	23 \$	— \$	— \$
Swaps de taux d'intérêt.....	c)	—	9	5
Swaps de change.....	d)	—	23	1
Positions nettes .....		23 \$	32 \$	6 \$
Passifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés.....	b)	(8) \$	(7) \$	(5) \$
Swaps de taux d'intérêt.....	c)	(123)	(82)	(107)
Swaps de change.....	d)	(17)	—	(33)
Positions nettes .....		(148) \$	(89) \$	(145) \$
Passifs dérivés désignés comme instruments de couverture :				
Contrats d'énergie dérivés.....	b)	— \$	(15) \$	(14) \$
Swaps de taux d'intérêt.....	c)	(8)	(34)	(48)
Swaps de change.....	d)	(22)	—	(63)
Positions nettes .....		(30) \$	(49) \$	(125) \$
Total des instruments financiers, montant net.....		62 \$	46 \$	(85) \$

#### **a) Placements dans des titres de capitaux propres**

Les placements dans des titres de capitaux propres sont détenus en vue d'atteindre un objectif économique donné, mis à part les opérations de négociation à court terme, et sont désignés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global. Les profits et les pertes ne peuvent être recyclés en résultat net. Lors de la décomptabilisation de l'actif correspondant, les profits ou pertes cumulés sont directement transférés des AERG aux résultats non distribués.

Pour la période comparative close le 31 décembre 2017 présentée conformément à IAS 39, les placements dans des titres de capitaux propres avaient été classés comme des titres disponibles à la vente et avaient fait l'objet d'un test de dépréciation chaque date de clôture. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, des profits de 2 millions \$ liés aux titres disponibles à la vente avaient été reclassés des autres éléments du résultat global au résultat net.

#### **b) Contrats d'énergie dérivés**

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

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

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, des profits de 15 millions \$ liés aux contrats d'énergie dérivés ont été réalisés et reclassés des autres éléments du résultat global aux produits dans les comptes consolidés de résultat (pertes de 6 millions \$ en 2018 et profits de 23 millions \$ en 2017).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2019, des profits latents de 21 millions \$ (pertes de 14 millions \$ en 2018 et pertes de 9 millions \$ en 2017) comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des contrats d'énergie dérivés devraient être réglés ou reclassés en résultat net au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des prix du marché.

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

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Contrats d'énergie dérivés		
Valeur comptable (actif/(passif)) .....	23	(15)
Montant notionnel – en millions de dollars américains .....	175	188
Montant notionnel – en GWh .....	4 650	5 024
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice (\$/MWh) .....	38	37
Dates d'échéance .....	2020 – 2022	2019 – 2020
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur.....	29	(8)
Variation de la juste valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture .....	(29)	9

Il n'y a aucune perte découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Perte latente sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat liée aux contrats d'énergie dérivés (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (2 millions \$ en 2018).

### c) Couvertures de taux d'intérêt

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

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les conditions des couvertures de taux d'intérêt correspondent à celles des emprunts à taux fixe correspondants (c.-à-d., montant notionnel, échéance, dates de paiement et dates de révision). Énergie Brookfield a établi un ratio de couverture de 1:1 étant donné que le risque sous-jacent du swap de taux d'intérêt correspond parfaitement à la composante de risque couvert. Pour tester l'efficacité de la couverture, Énergie Brookfield utilise un dérivé hypothétique et compare les variations de la juste valeur des instruments de couverture aux variations de la juste valeur des éléments couverts qui sont attribuables aux risques couverts.

L'inefficacité de la couverture peut découler :

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

Au 31 décembre 2019, des contrats d'une exposition notionnelle totale de 1 298 millions \$ étaient en cours (1 444 millions \$ en 2018), y compris 720 millions \$ (383 millions \$ en 2018) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture. Le taux d'intérêt fixe moyen pondéré résultant de ces contrats est de 2,9 % (3,6 % en 2018 et 4,5 % en 2017).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les fluctuations nettes liées aux couvertures de flux de trésorerie réalisées et reclassées des autres éléments du résultat global à la charge d'intérêt – emprunts comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat se sont traduites par des pertes de 22 millions \$ (14 millions \$ en 2018 et 20 millions \$ en 2017).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2019, des pertes latentes de 14 millions \$ (10 millions \$ en 2018 et 18 millions \$ en 2017) comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de taux d'intérêt devraient être réglées ou reclassées en résultat au cours des 12 prochains mois. Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments du résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

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

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Couvertures de taux d'intérêt		
Valeur comptable (actif/(passif)) .....	(8)	(25)
Montant notionnel – \$ .....	124	178
Montant notionnel – \$ CA <sup>1</sup> .....	227	151
Montant notionnel – € <sup>1</sup> .....	—	377
Montant notionnel – £ <sup>1</sup> .....	—	99
Montant notionnel – COP <sup>1</sup> .....	227	256
Dates d'échéance .....	2021 – 2034	2019 – 2036
Ratio de couverture .....	1:1	1:1
Variation de la valeur au comptant actualisée des instruments de couverture en vigueur .....	(8)	8
Variation de la juste valeur de l'élément couvert utilisé afin de déterminer l'efficacité de la couverture .....	10	(2)

<sup>1)</sup> Les montants notionnels des couvertures de taux d'intérêt libellées en monnaies étrangères sont présentés en dollars américains équivalents en fonction du taux de change au comptant au 31 décembre 2019.

Le profit découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Perte latente sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat lié aux contrats sur taux d'intérêt (couvertures de flux de trésorerie) pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est élevé à 1 million \$ (9 millions \$ en 2018).

#### **d) Swaps de change**

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

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

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

sur dérivés. La quasi-totalité des swaps de change d'Énergie Brookfield sont passés aux termes d'une convention-cadre de couverture.

Au 31 décembre 2019, des contrats d'une valeur notionnelle totale de 1 167 millions \$ étaient en cours (1 844 millions \$ en 2018), y compris 555 millions \$ (957 millions \$ en 2018) liés à des conventions non formellement désignées comme instruments de couverture.

Aucun profit latent ni aucune perte latente comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global au titre des swaps de change ne devraient être réglés ou reclassés en résultat au cours des 12 prochains mois (aucune perte en 2018 et pertes de 48 millions \$ en 2017). Toutefois, le montant réel reclassé du cumul des autres éléments au résultat global pourrait fluctuer en raison de la variation future des taux du marché.

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

	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Swaps de change		
Valeur comptable (actif/passif).....	(22)	23
Montant notionnel des couvertures du dollar canadien <sup>1</sup> .....	—	419
Montant notionnel des couvertures de l'euro <sup>1</sup> .....	146	221
Montant notionnel des couvertures de la livre sterling <sup>1</sup> .....	170	247
Montant notionnel des couvertures du yuan <sup>1</sup> .....	195	—
Montant notionnel des couvertures d'autres monnaies <sup>1</sup> .....	101	—
Dates d'échéance.....	2020 – 2021	2019
Ratio de couverture.....	1:1	1:1
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice :		
Contrats de change à terme de gré à gré (\$ CA/\$).....	—	1,34
Contrats de change à terme de gré à gré (€/ \$).....	0,90	0,82
Contrats de change à terme de gré à gré (£/\$).....	0,82	0,76
Contrats de change à terme de gré à gré (CNY/\$).....	7,22	—

<sup>1)</sup> Les montants notionnels sont exprimés en millions de dollars américains.

Le tableau suivant présente un rapprochement des réserves au titre des capitaux propres des porteurs de parts de société en commandite qui sont touchées par les instruments financiers :

(EN MILLIONS)	Couvertures de flux de trésorerie	Placements dans des titres de capitaux propres	Écart de conversion
Solde au 31 décembre 2017 .....	(29) \$	15 \$	(378) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des : .....			
Contrats d'énergie dérivés .....	(1)	—	—
Swaps de taux d'intérêt .....	1	—	—
Swaps de change .....	—	—	42
Montants reclassés en résultat net.....	7	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères .....	—	—	87
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères.....	—	—	(324)
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres évalués à la JVAERG.....	—	(8)	—
Incidence fiscale.....	(2)	—	(10)
Divers .....	(10)	(3)	(69)
Solde au 31 décembre 2018 .....	(34) \$	4 \$	(652) \$
Partie efficace de la variation de la juste valeur découlant des : .....			
Swaps de taux d'intérêt.....	(1)	—	—
Montants reclassés en résultat net.....	2	—	—
Réévaluation des emprunts désignés libellés en monnaies étrangères .....	—	—	(49)
Réévaluation des investissements nets dans des établissements à l'étranger libellés en monnaies étrangères.....	—	—	14
Évaluation des placements dans des titres de capitaux propres évalués à la JVAERG.....	—	19	—
Divers .....	1	(11)	(13)
Solde au 31 décembre 2019.....	(32) \$	12 \$	(700) \$

## 7. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Nos activités sont segmentées par 1) hydroélectricité, 2) énergie éolienne, 3) énergie solaire, 4) accumulation et divers (cogénération et biomasse) et 5) siège social, et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (nommément Amérique du Nord, Colombie, Brésil, Europe et Asie). Cette segmentation reflète le mieux la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Le secteur Canada comprend les résultats financiers du placement stratégique d'Énergie Brookfield dans TransAlta Corporation (« TransAlta »). Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

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

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

Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les entités qui ne font pas partie de son périmètre de consolidation; par conséquent, celles-ci ont été présentées comme des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans ses états financiers. 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.

Énergie Brookfield présente donc ses résultats et les informations sectorielles des périodes antérieures selon ces secteurs.

Conformément à IFRS 8, *Secteurs opérationnels*, Énergie Brookfield fournit de l'information sur ses secteurs à présenter, fondée sur les mesures utilisées par le principal décideur opérationnel pour l'évaluation du rendement. Sauf lorsqu'il s'agit d'informations financières au prorata susmentionnées, les méthodes comptables utilisées pour les secteurs à présenter sont les mêmes que celles décrites à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables ». Énergie Brookfield analyse la performance de ses secteurs opérationnels en fonction des produits, du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de l'amortissement des immobilisations corporelles, 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 aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments typiques généralement ponctuels.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer le rendement de ses activités, qui correspondent au BAIIA ajusté, moins les coûts de service de gestion, les intérêts et l'impôt exigible, et sont ajustés pour tenir compte de la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle et des distributions aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées.

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le l'exercice 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits.....	905	234	237	223	95	37	20	183	87	—	2 021	(379)	1 338	2 980
Autres produits.....	13	19	—	2	4	—	—	17	—	33	88	(17)	(14)	57
Coûts d'exploitation directs.....	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(38)	(46)	(23)	(665)	108	(455)	(1 012)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	288	26	314
BAIIA ajusté.....	632	181	144	163	67	28	16	162	41	10	1 444	—	895	—
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(108)	(108)	—	—	(108)
Charge d'intérêts – emprunts.....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(59)	(13)	(92)	(470)	104	(316)	(682)
Charge d'impôt exigible.....	(7)	(11)	(9)	(3)	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(35)	9	(39)	(65)
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.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(113)	(12)	(125)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(528)	(528)
Fonds provenant des activités.....	469	150	101	94	48	19	10	103	27	(260)	761	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(227)	(84)	(21)	(157)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(650)	155	(303)	(798)
Change et perte latente sur les instruments financiers.....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	9	(12)	(33)
Recouvrement d'impôt différé.....	(27)	4	(4)	24	11	—	—	15	—	46	69	(41)	(14)	14
Divers.....	(76)	(6)	(2)	(23)	(9)	2	—	(49)	—	(46)	(209)	55	63	(91)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(178)	—	(178)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	266	266
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	150	59	72	(64)	(7)	1	6	5	1	(282)	(59)	—	—	(59)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 11 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 262 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.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le l'exercice clos le 31 décembre 2018 :

(EN MILLIONS)	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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits.....	893	244	216	219	73	42	12	146	85	—	1 930	(286)	1 338	2 982
Autres produits.....	12	5	4	2	11	—	—	5	—	7	46	(7)	11	50
Coûts d'exploitation directs...	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	86	(469)	(1 036)
Quote-part du BAIIA ajusté décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	207	20	227
BAIIA ajusté.....	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	—	900	—
Coûts de service de gestion ...	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(80)	(80)	—	—	(80)
Charge d'intérêts – emprunts.	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	82	(301)	(705)
Impôt exigible.....	(4)	(9)	(2)	(1)	(2)	—	1	—	—	—	(17)	3	(16)	(30)
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 décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(85)	(12)	(97)
Quote-part des fonds provenant des activités décaulant des participations ne donnant pas le contrôle ...	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(571)	(571)
Fonds provenant des activités décaulant des participations ne donnant pas le contrôle ...	443	142	86	93	38	24	5	72	32	(259)	676	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(231)	(136)	(18)	(122)	(43)	(13)	(2)	(40)	(23)	(2)	(630)	96	(285)	(819)
Change et perte latente sur les instruments financiers.....	(1)	(1)	7	2	9	(10)	3	(9)	(2)	—	(2)	(3)	(29)	(34)
Charge d'impôt différé.....	(1)	1	18	20	2	—	—	21	—	24	85	(50)	54	89
Divers .....	(21)	(3)	(6)	(11)	(1)	—	(2)	(11)	(9)	(23)	(87)	19	(14)	(82)
Quote-part des résultats décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(62)	—	(62)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	274	274
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	189	3	87	(18)	5	1	4	33	(2)	(260)	42	—	—	42

<sup>1</sup>) La quote-part des résultats décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 68 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 297 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités décaulant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente les résultats de chaque secteur selon la répartition sectorielle établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :

	Attributable 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 <sup>1</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits .....	945	243	191	161	46	26	8	59	—	1 679	(74)	1 020	2 625
Autres produits .....	1	12	2	—	—	—	—	6	19	40	(11)	18	47
Coûts d'exploitation directs .....	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	28	(429)	(978)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	57	—	57
BAIIA ajusté .....	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	—	609	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	(82)	(82)	—	—	(82)
Charge d'intérêts – emprunts .....	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	21	(246)	(632)
Impôt exigible .....	1	(12)	(5)	—	(1)	—	(1)	—	—	(18)	1	(22)	(39)
Distributions attribuables aux éléments suivants :													
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	(28)	(28)	—	—	(28)
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(22)	—	(22)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(341)	(341)
Fonds provenant des activités .....	486	148	52	74	15	16	2	19	(231)	581	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(220)	(142)	(26)	(90)	(25)	(7)	(4)	(25)	—	(539)	22	(265)	(782)
Change et perte latente sur les instruments financiers .....	(12)	(3)	(3)	1	(14)	—	(1)	—	(15)	(47)	2	(1)	(46)
(Recouvrement) charge d'impôt différé .....	(67)	2	(10)	28	5	—	1	—	16	(25)	(3)	(21)	(49)
Divers .....	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	—	(6)	(26)	12	(1)	(15)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(33)	—	(33)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	288	288
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>2</sup> .....	170	(3)	19	9	(15)	11	(5)	(6)	(236)	(56)	—	—	(56)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 2 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 53 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.

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

Le tableau suivant présente de l'information relative à certains éléments de l'état de la situation financière d'Énergie Brookfield par secteur :

(EN MILLIONS)	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	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Asie	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social				Total
Au 31 décembre 2019 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	10 \$	7 \$	10 \$	18 \$	21 \$	2 \$	5 \$	63 \$	6 \$	1 \$	143 \$	(89) \$	61 \$	115 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	11 488	1 938	1 773	2 556	628	368	187	2 018	732	—	21 688	(4 147)	13 173	30 714
Total de l'actif.....	12 218	2 126	2 027	2 705	692	391	233	2 266	780	103	23 541	(2 872)	15 022	35 691
Total des emprunts .....	3 070	208	449	1 221	326	71	124	1 470	235	2 107	9 281	(2 157)	3 880	11 004
Autres passifs .....	2 877	148	499	597	100	10	28	335	31	248	4 873	(715)	2 398	6 556
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :														
Nouvelles immobilisations corporelles.....	112	41	13	121	21	3	—	—	26	3	340	(121)	144	363
Au 31 décembre 2018 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	6 \$	37 \$	7 \$	30 \$	29 \$	5 \$	2 \$	41 \$	9 \$	3 \$	169 \$	(81) \$	85 \$	173 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	11 498	1 907	1 609	2 480	819	348	36	1 354	686	(9)	20 728	(3 529)	11 826	29 025
Total de l'actif.....	12 125	2 105	1 868	2 554	939	379	56	1 650	746	161	22 583	(2 483)	14 003	34 103
Total des emprunts .....	2 995	198	419	1 210	463	75	31	1 021	249	2 328	8 989	(1 972)	3 701	10 718
Autres passifs .....	2 764	150	434	536	124	7	3	255	31	211	4 515	(511)	2 175	6 179
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :														
Nouvelles immobilisations corporelles.....	96	30	7	11	10	—	—	9	3	6	172	(16)	145	301

## Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
États-Unis.....	924 \$	926 \$	871 \$
Colombie.....	979	896	797
Canada.....	384	428	480
Brésil.....	401	429	366
Europe.....	121	126	111
Asie.....	171	177	—
	<b>2 980 \$</b>	<b>2 982 \$</b>	<b>2 625 \$</b>

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

(EN MILLIONS)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
États-Unis.....	13 071 \$	12 705 \$
Colombie.....	7 353	6 665
Canada.....	6 149	5 705
Brésil.....	3 631	3 553
Europe.....	1 539	1 624
Asie.....	860	342
	<b>32 603 \$</b>	<b>30 594 \$</b>

## 8. AUTRES PRODUITS

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Intérêts et autre revenu de placement.....	29 \$	22 \$	32 \$
Profit sur la prestation de services réglementaires.....	14	—	—
Profit sur les placements disponibles à la vente.....	—	—	15
Divers.....	14	28	—
	<b>57 \$</b>	<b>50 \$</b>	<b>47 \$</b>

## 9. COÛTS D'EXPLOITATION DIRECTS

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

(EN MILLIONS)	Note	2019	2018	2017
Activités, entretien et administration.....		(543) \$	(581) \$	(567) \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres.....		(140)	(142)	(161)
Achat de combustible et d'électricité <sup>1</sup> .....		(309)	(289)	(226)
Frais de commercialisation de l'énergie.....	28	(20)	(24)	(24)
		<b>(1 012) \$</b>	<b>(1 036) \$</b>	<b>(978) \$</b>

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

## 10. DIVERS

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Coûts de transaction .....	<b>(1) \$</b>	(2) \$	(9) \$
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles.....	<b>(21)</b>	(44)	(33)
Divers .....	<b>(69)</b>	(36)	27
	<b>(91) \$</b>	(82) \$	(15) \$

## 11. ÉCART DE CONVERSION

L'écart de conversion d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre présenté dans les états consolidés du résultat global s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2019	2018	2017
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	13	<b>61 \$</b>	(1 512) \$	506 \$
Emprunts .....	14	<b>(133)</b>	537	(282)
Passifs et actifs d'impôt différé.....	12	<b>(43)</b>	184	(82)
Autres actifs et passifs .....		<b>14</b>	(34)	46
		<b>(101) \$</b>	(825) \$	188 \$

## 12. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Recouvrement (charge) d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée.....	<b>(65) \$</b>	(30) \$	(39) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise des différences temporaires.....	<b>26</b>	2	8
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	<b>1</b>	95	(42)
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales .....	<b>(13)</b>	(8)	(15)
	<b>14</b>	89	(49)
Total du recouvrement (de la charge) d'impôt.....	<b>(51) \$</b>	59 \$	(88) \$

Les principales composantes du recouvrement (de la charge) d'impôt différé pour les exercices clos les 31 décembre comptabilisées directement dans les autres éléments du résultat global s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	— \$	(2) \$	(4) \$
Divers.....	2	(20)	15
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires.....	(356)	(1 117)	(248)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	(59)	54	586
	<b>(413) \$</b>	<b>(1 085) \$</b>	<b>349 \$</b>

(La charge) le recouvrement d'impôt au taux effectif d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre est différent(e) du recouvrement au taux prévu par la loi en raison des différences suivantes :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
(Charge) recouvrement d'impôt au taux prévu par la loi <sup>1</sup> .....	(94) \$	(100) \$	(50) \$
Diminution (augmentation) découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés.....	(17)	(8)	(15)
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur.....	1	95	(37)
Résultat des filiales imposé à différents taux.....	55	75	14
Divers.....	4	(3)	—
Recouvrement (charge) d'impôt au taux effectif.....	<b>(51) \$</b>	<b>59 \$</b>	<b>(88) \$</b>

<sup>1)</sup> La charge d'impôt au taux prévu par la loi est calculée au moyen du taux d'imposition applicable au résultat dans les pays respectifs.

Le rapprochement susmentionné s'est fait en regroupant les données de toutes les filiales d'Énergie Brookfield en appliquant le taux d'imposition de chaque administration fiscale.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 15,74 % ((17,15) % en 2018 et 63,31 % en 2017). Le taux d'imposition effectif est inférieur au taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux, des changements législatifs au cours de l'exercice visant les taux d'imposition et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

Le tableau suivant présente la date d'expiration, s'il y a lieu, des actifs d'impôt différé non comptabilisés aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
2020 à 2023.....	3 \$	3 \$	8 \$
2024 et par la suite.....	102	85	108
	<b>105 \$</b>	<b>88 \$</b>	<b>116 \$</b>

Les actifs et passifs d'impôt différé des différences temporaires suivantes ont été comptabilisés dans les états financiers consolidés pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Pertes autres qu'en capital	Écart entre la valeur fiscale et la valeur comptable	Passifs) actifs nets d'impôt différé
Au 1 <sup>er</sup> janvier 2017 .....	499 \$	(4 151) \$	(3 652) \$
Comptabilisés en résultat net .....	(97)	48	(49)
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	13	341	354
Regroupements d'entreprises .....	79	(63)	16
Écart de conversion .....	14	(94)	(80)
Au 31 décembre 2017 .....	508	(3 919)	(3 411)
Comptabilisés en résultat net .....	(60)	149	89
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	1	(985)	(984)
Regroupements d'entreprises .....	—	73	73
Écart de conversion .....	(20)	204	184
Au 31 décembre 2018 .....	429	(4 478)	(4 049)
Comptabilisés en résultat net .....	8	6	14
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	11	(384)	(373)
Regroupements d'entreprises .....	7	23	30
Écart de conversion .....	9	(52)	(43)
Au 31 décembre 2019 .....	464 \$	(4 885) \$	(4 421) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 4 038 millions \$ (3 685 millions \$ en 2018 et 2 561 millions \$ en 2017) découlant de réévaluations d'immobilisations corporelles comptabilisées dans les capitaux propres.

La différence temporaire imposable attribuable à la participation d'Énergie Brookfield dans ses filiales, succursales, entreprises associées et coentreprises s'élève à 3 628 millions \$ (3 398 millions \$ en 2018 et 1 549 millions \$ en 2017).

### 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

Le tableau suivant présente le rapprochement des immobilisations corporelles à la juste valeur :

(EN MILLIONS)	Note	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers <sup>1</sup>	Total <sup>2</sup>
Au 31 décembre 2017 .....		22 399 \$	3 803 \$	575 \$	319 \$	27 096 \$
Ajouts .....		212	36	47	6	301
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	—	125	86	—	211
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente.....	5	—	(58)	(691)	—	(749)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global : ....						
Variation de la juste valeur .....		3 775	466	313	4	4 558
Écart de conversion.....		(1 138)	(256)	(77)	(41)	(1 512)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net : .....						
Variation de la juste valeur.....		(33)	(20)	—	(8)	(61)
Charge d'amortissement .....		(536)	(236)	(25)	(22)	(819)
Au 31 décembre 2018 .....		24 679	3 860	228	258	29 025
Adoption d'IFRS 16 <sup>3</sup> .....		79	62	—	4	145
Ajouts .....		172	42	—	4	218
Cessions .....	4	—	(440)	—	—	(440)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	—	550	—	—	550
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global : ....						
Variation de la juste valeur .....		1 521	460	(7)	(3)	1 971
Écart de conversion.....		108	(29)	(10)	(8)	61
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net : .....						
Variation de la juste valeur .....		(15)	(1)	(1)	(1)	(18)
Charge d'amortissement .....		(520)	(246)	(13)	(19)	(798)
Au 31 décembre 2019 <sup>4</sup> .....		26 024 \$	4 258 \$	197 \$	235 \$	30 714 \$

<sup>1)</sup> Comprend la biomasse et la cogénération.

<sup>2)</sup> Comprend des immobilisations incorporelles de 10 millions \$ (11 millions \$ en 2018) et des actifs en construction de 334 millions \$ (388 millions \$ en 2018).

<sup>3)</sup> Le 1<sup>er</sup> janvier 2019, Énergie Brookfield a adopté IFRS 16. Se reporter à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », pour de plus amples informations sur l'incidence de l'adoption de cette nouvelle norme comptable.

<sup>4)</sup> Comprend des actifs au titre de droits d'utilisation non assujettis à la réévaluation de 71 millions \$ de notre secteur hydroélectrique, de 51 millions \$ de notre secteur énergie éolienne et de 3 millions \$ de notre secteur divers.

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est calculée comme il est décrit à la note 1 h), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » et à la note 1 q) i), « Estimations critiques – Immobilisations corporelles ». La détermination des hypothèses et estimations appropriées qui permettent à Énergie Brookfield d'évaluer ses immobilisations corporelles est question de jugement. Se reporter à la note 1 r) iii),

« Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ». Énergie Brookfield a classé ses immobilisations corporelles dans le niveau 3 selon la hiérarchie des justes valeurs.

Énergie Brookfield dispose d'une option d'achat qu'elle pourra exercer en novembre 2020, sous réserve de l'approbation de ses tiers partenaires investisseurs, pour faire l'acquisition, en contrepartie d'un montant total de 560 millions \$, d'une centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW, qu'elle exploite à l'heure actuelle aux termes d'un contrat de location.

Les taux d'actualisation, les taux de capitalisation finaux et les dates de sortie utilisés dans l'application de la méthode d'évaluation sont présentés dans le tableau ci-après :

	Amérique du Nord		Colombie		Brésil		Europe	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation <sup>1</sup> .....								
Visés par contrat.....	4,6 % — 5,1 %	4,8 % — 5,3 %	9,0 %	9,6 %	8,2 %	9,0 %	3,5 %	4,0 % — 4,3 %
Non visés par contrat.....	6,2 % — 6,7 %	6,4 % — 6,9 %	10,3 %	10,9 %	9,5 %	10,3 %	5,3 %	5,8 % — 6,1 %
Taux de capitalisation final <sup>2</sup>	6,2 % — 6,7 %	6,1 % — 6,8 %	9,8 %	10,4 %	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
Date de sortie.....	2039	2038	2039	2038	2047	2047	2034	2033

<sup>1)</sup> Les taux d'actualisation ne sont pas ajustés en fonction des risques propres à l'actif.

<sup>2)</sup> Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie.

Le tableau ci-après résume l'incidence d'une variation des taux d'actualisation, des prix de l'électricité et des taux de capitalisation finaux sur la juste valeur des immobilisations incorporelles.

(EN MILLIONS)	2019				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation.....	(870) \$	(190) \$	(90) \$	(10) \$	(1 160) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation.....	940	250	70	10	1 270
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	820	400	80	10	1 310
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie..	(820)	(400)	(80)	(10)	(1 310)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup> .....	(210)	(40)	—	—	(250)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup> .....	220	40	—	—	260

2018

(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation .....	(770) \$	(180) \$	(80) \$	(20) \$	(1 050) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation .....	840	190	80	20	1 130
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	800	440	100	20	1 360
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie..	(800)	(440)	(100)	(20)	(1 360)
Augmentation de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup> .....	(210)	(30)	—	—	(240)
Diminution de 25 points de base du taux de capitalisation final <sup>1</sup> .....	230	30	—	—	260

<sup>1)</sup> Le taux de capitalisation final ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie.

Les valeurs finales sont incluses dans les évaluations des actifs hydroélectriques aux États-Unis, au Canada et en Colombie. Pour ce qui est des actifs hydroélectriques au Brésil, les flux de trésorerie ont été inclus selon la durée de l'autorisation ou la durée d'utilité d'un actif de concession, majoré de la durée du renouvellement de 30 ans non récurrent visant la majorité des actifs hydroélectriques. La durée résiduelle moyenne pondérée de l'autorisation ou de la durée d'utilité de l'actif de concession au 31 décembre 2019, compte tenu du renouvellement de 30 ans non récurrent pour les actifs hydroélectriques touchés, était de 32 ans (33 ans en 2018). Par conséquent, aucune valeur finale n'est attribuée aux actifs hydroélectriques au Brésil à la fin de la durée de l'autorisation.

Le tableau ci-dessous résume le pourcentage du total de la production visée par contrat aux termes de conventions d'achat d'électricité au 31 décembre 2019 :

	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 à 10 ans .....	54 %	25 %	68 %	71 %
11 à 20 ans.....	30 %	0 %	33 %	13 %

Le tableau suivant résume les prix de l'électricité moyens provenant des conventions d'achat d'électricité à long terme qui sont directement liées à des actifs de production d'énergie connexes :

Par MWh <sup>1</sup>	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 à 10 ans .....	87 \$	217 000 COP	295 R\$	82 €
11 à 20 ans.....	77	272 000	407	102

<sup>1)</sup> Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

Le tableau suivant résume les estimations des prix futurs de l'électricité :

Par MWh <sup>1</sup>	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe
1 à 10 ans .....	66 \$	257 000 COP	273 R\$	75 €
11 à 20 ans.....	132	358 000	411	84

<sup>1)</sup> Tient compte de prix nominaux fondés sur la production moyenne pondérée.

La vision à long terme d'Énergie Brookfield est intimement liée au coût nécessaire pour obtenir de l'énergie supplémentaire de sources renouvelables en prévision de la croissance de la demande d'ici 2023 à 2035. Une variation d'une autre année ferait augmenter ou diminuer la juste valeur des immobilisations corporelles d'environ 200 millions \$ (150 millions \$ en 2018).

Si les immobilisations corporelles réévaluées d'Énergie Brookfield avaient été évaluées selon le coût historique, la valeur comptable, déduction faite de l'amortissement cumulé, se serait établie comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Hydroélectricité.....	<b>11 816 \$</b>	11 888 \$
Énergie éolienne.....	<b>2 705</b>	2 753
Énergie solaire.....	<b>138</b>	260
Divers <sup>1</sup> .....	<b>234</b>	246
	<b><u>14 893 \$</u></b>	<u>15 147 \$</u>

<sup>1)</sup> Comprend la biomasse et la cogénération.

## 14. EMPRUNTS

### Emprunts de la société mère

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 décembre 2019				31 décembre 2018			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Facilités de crédit.....	2,9	5	299 \$	299 \$	3,3	4	721 \$	721 \$
Billets à moyen terme								
Série 4 (150 \$ CA) ....	5,8	17	115 \$	142 \$	5,8	18	110 \$	124 \$
Série 7 (450 \$ CA) ....	—	—	—	—	5,1	2	330	342
Série 8 (400 \$ CA) ....	4,8	2	308	324	4,8	3	293	309
Série 9 (400 \$ CA) ....	3,8	5	308	322	3,8	6	293	288
Série 10 (500 \$ CA) ..	3,6	7	384	400	3,6	8	367	357
Série 11 (300 \$ CA)...	4,3	9	231	248	4,3	10	220	220
Série 12 (300 \$ CA) ..	3,4	10	231	232	—	—	—	—
Série 13 (300 \$ CA)...	4,3	30	231	237	—	—	—	—
	<u>4,1</u>	<u>10</u>	<u>1 808 \$</u>	<u>1 905 \$</u>	<u>4,4</u>	<u>7</u>	<u>1 613 \$</u>	<u>1 640 \$</u>
Total des emprunts de la société mère .....			<u>2 107</u>	<u>2 204 \$</u>			<u>2 334</u>	<u>2 361 \$</u>
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1</sup> ....			<u>(7)</u>				<u>(6)</u>	
			<u>2 100 \$</u>				<u>2 328 \$</u>	

<sup>1)</sup> Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts de la société mère pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Emprunts de la société mère			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	<b>(6) \$</b>	(5) \$	(6) \$
Autres coûts de financement.....	<b>(2)</b>	(2)	—
Amortissement des coûts de financement.....	<b>1</b>	1	1
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice .....	<b><u>(7) \$</u></b>	<u>(6) \$</u>	<u>(5) \$</u>

#### *Facilités de crédit*

Le 12 juin 2019, Énergie Brookfield a prolongé d'un an, soit jusqu'au 30 juin 2024, les facilités de crédit de la société mère d'un montant en capital totalisant 1,7 milliard \$. Ces facilités de crédit sont destinées aux fins générales du fonds de roulement et aux fins d'émission de lettres de crédit. Les facilités de crédit portent intérêt au taux de base applicable, majoré de la marge applicable, qui est établie selon la note attribuée aux titres d'emprunt à long terme de premier rang non garantis d'Énergie Brookfield. À l'heure actuelle, elle est de 1,20 % au 31 décembre 2019.

En juin 2019, Énergie Brookfield a augmenté sa facilité de lettres de crédit de 100 millions \$, pour la porter à 400 millions \$.

En décembre 2019, Énergie Brookfield et Brookfield Asset Management ont convenu de modifier la facilité de crédit d'un montant en capital de 400 millions \$ fournie par Brookfield en prolongeant l'échéance de un an, jusqu'au 31 décembre 2020. Le taux d'intérêt correspond au TIOL, majoré jusqu'à 2 %. Au 31 décembre 2019, aucun montant n'avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté confirmée consentie par Brookfield Asset Management. Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a également placé jusqu'à 600 millions \$ en dépôt auprès d'Énergie Brookfield. Les fonds en dépôt ont depuis été remboursés en totalité avant le 31 décembre 2019, y compris les intérêts courus. La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués aux termes de la facilité de crédit pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 a totalisé 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

En décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu une facilité de crédit de la société mère renouvelable et bilatérale liée au développement durable d'un montant de 50 millions \$ qui vient à échéance le 30 juin 2024. Une réduction de marge amenuisera le coût de cette facilité de crédit à mesure que la compensation des émissions de carbone d'Énergie Brookfield augmentera grâce à la croissance de son portefeuille d'énergies renouvelables.

Pour répondre aux fins générales de la société, Énergie Brookfield émet des lettres de crédit aux termes des facilités de crédit de la société mère, qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des dépôts de garantie, des lettres de garantie et des garanties relatives aux comptes de réserve du service de la dette.

Le tableau qui suit résume la portion non utilisée des facilités de crédit de la société mère aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Facilités de crédit autorisées de la société mère <sup>1</sup> .....	<b>2 150 \$</b>	2 100 \$
Emprunts effectués aux termes des facilités de crédit de la société mère <sup>1</sup> .....	<b>(299)</b>	(721)
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	<b>400</b>	300
Lettres de crédit émises .....	<b>(266)</b>	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	<b><u>1 985 \$</u></b>	<u>1 470 \$</u>

<sup>1)</sup> Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Compte non tenu d'un montant de 142 millions \$ (6 millions \$ en 2018) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.

### *Billets à moyen terme*

Les emprunts de la société mère sont des obligations contractées par une filiale de financement d'Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Partners ULC (« Finco ») (se reporter à la note 31 « Filiales faisant appel public à l'épargne »). Finco peut rembourser de temps à autre une partie ou la totalité des emprunts, conformément aux modalités de l'acte de fiducie. Le solde est exigible à l'échéance et les intérêts sur les emprunts de la société mère sont payés semestriellement. Les billets à terme à payer par Finco sont garantis sans condition par Énergie Brookfield, Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP ») et certaines autres filiales.

Le 13 septembre 2019, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$) et de billets à moyen terme de série 13 d'un montant en capital de 300 millions \$ CA (227 millions \$). Ces billets sont assortis de taux d'intérêt fixes de respectivement 3,4 % et 4,3 % et viennent à échéance le 15 janvier 2030 et le 15 novembre 2049. Les deux séries sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

En octobre 2019, Énergie Brookfield a remboursé les billets à moyen terme de série 7 d'un montant en capital de 450 millions \$ CA (341 millions \$) avant leur date d'échéance.

En décembre 2019, Énergie Brookfield a établi un programme de papier commercial américain d'un montant en capital de 500 millions \$.

### **Emprunts sans recours**

Les emprunts sans recours sont habituellement des emprunts sans recours, à long terme, et grevant des actifs précis, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts sans recours en Amérique du Nord et en Europe consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable indexées sur le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL »), le taux interbancaire offert en euros (le « taux EURIBOR ») et le taux offert en dollars canadiens (le « taux CDOR »). Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt en Amérique du Nord et en Europe pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts sans recours au Brésil sont assortis de taux d'intérêt variables de la Taxa de Juros de Longo Prazo (« TJLP »), soit le taux d'intérêt à long terme de la Banque nationale de développement économique du Brésil, du taux du certificat de dépôt interbancaire ou de l'indice des prix à la consommation national étendu (IPCA), majoré d'une marge. Les emprunts sans recours en Colombie sont composés de taux fixes et de taux variables indexés à l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de la Banque centrale de Colombie, et à l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Colombie, majorés d'une marge. Les emprunts sans recours en Inde consistent en des dettes à taux fixes. Les emprunts sans recours en Chine sont assortis de taux d'intérêt variables de la Banque populaire de Chine (« BPC »).

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 euro à court terme (« €STR ») remplacera l'EURIBOR. Il est prévu que ces changements entrent en vigueur d'ici le 31 décembre 2021. Au 31 décembre 2019, ces réformes n'avaient eu aucune incidence sur les emprunts assortis de taux d'intérêt variables d'Énergie Brookfield.

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts sans recours aux 31 décembre :

	31 décembre 2019				31 décembre 2018			
	Moyenne pondérée				Moyenne pondérée			
	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)								
Emprunts sans recours								
Hydroélectricité <sup>1</sup> .....	5,9	10	6 616 \$	7 106 \$	6,1	9	6 318 \$	6 517 \$
Énergie éolienne .....	5,2	11	1 899	2 006	4,7	11	1 914	1 957
Énergie solaire .....	5,1	5	355	363	6,0	7	142	133
Accumulation et divers ..	3,9	4	94	98	4,1	5	91	95
Total .....	5,7	10	8 964	9 573 \$	5,7	10	8 465	8 702 \$
Ajouter : primes non amorties <sup>2</sup> .....			9				1	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>2</sup> ....			(69)				(76)	
Déduire : tranche courante .....			(685)				(495)	
			<b>8 219 \$</b>				<b>7 895 \$</b>	

<sup>1)</sup> Comprend une obligation locative de 330 millions \$ liée à une centrale hydroélectrique comptabilisée à la juste valeur dans les immobilisations corporelles et assujettie à la réévaluation.

<sup>2)</sup> Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Les remboursements futurs des emprunts sans recours d'Énergie Brookfield, pour chacun des cinq prochains exercices et par la suite sont comme suit :

(EN MILLIONS)	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	Total
Emprunts sans recours							
Hydroélectricité .....	402 \$	123 \$	583 \$	924 \$	399 \$	4 185 \$	6 616 \$
Énergie éolienne .....	133	120	156	156	127	1 207	1 899
Énergie solaire .....	149	10	—	—	—	196	355
Accumulation et divers .....	1	80	1	1	1	10	94
	<b>685 \$</b>	<b>333 \$</b>	<b>740 \$</b>	<b>1 081 \$</b>	<b>527 \$</b>	<b>5 598 \$</b>	<b>8 964 \$</b>

Le tableau suivant présente la variation des coûts de financement non amortis des emprunts sans recours pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Emprunts sans recours			
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	(76) \$	(72) \$	(74) \$
Autres coûts de financement .....	(15)	(21)	(16)
Amortissement des coûts de financement .....	12	12	14
Écart de conversion et autres .....	10	5	4
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice .....	<b>(69) \$</b>	<b>(76) \$</b>	<b>(72) \$</b>

Le 25 février 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement sans recours de 70 millions \$ CA (53 millions \$) visant une centrale hydroélectrique en Ontario d'une puissance de 20 MW. L'emprunt porte intérêt à un taux de 4,1 % et vient à échéance en 2045.

Le 6 juin 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement d'obligations associé aux activités en Colombie. Le financement consistait en obligations non garanties de premier rang d'un capital de 1,1 billion COP (333 millions \$) dont les échéances sont de 4, 8, 15 et 30 ans et portent intérêt à respectivement un taux de 6,1 %, un taux de 7,0 %, un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,7 % et un taux fondé sur l'IPC majoré de 4,0 %.

Le 14 juin 2019, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt s'élevant à 325 millions € (365 millions \$) associé aux activités en Europe. L'emprunt amortissable, y compris les swaps connexes, porte intérêt à 3,2 % et vient à échéance en décembre 2032.

Le 21 juin 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 155 millions \$, y compris un emprunt additionnel de 30 millions \$, associé à un portefeuille hydroélectrique aux États-Unis. La tranche de l'emprunt additionnel porte intérêt à un taux fixe de 3,4 % et vient à échéance en janvier 2022.

Le 15 août 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 45 millions \$ associé aux centrales hydroélectriques aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge de 2,8 % et vient à échéance en septembre 2022.

Le 8 octobre 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 168 millions \$ associé à un portefeuille éolien en Chine. La tranche du financement additionnel de l'emprunt porte intérêt à 110 % du taux de base applicable et vient à échéance en 2031.

Au cours du quatrième trimestre de 2019, Énergie Brookfield a réalisé des financements d'un montant total de 600 milliards COP (182 millions \$) associés aux activités en Colombie. Les emprunts portent intérêt aux taux de base applicables, majorés d'une marge entre 4,1 % et 4,23 % et viennent à échéance entre 2026 et 2031.

Le 13 novembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement s'élevant à 17 millions \$ associé à un portefeuille hydroélectrique aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge de 3,3 % et vient à échéance le 17 septembre 2022.

En décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement sans recours de 187 millions R\$ (47 millions \$) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 30 MW en cours de construction au Brésil. Au 31 décembre 2019, un montant de 63 millions R\$ (15 millions \$) a été prélevé. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge de 3,8 % et vient à échéance en 2038.

En décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement sans recours de 450 millions R\$ (110 millions \$) en lien avec un portefeuille d'actifs au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge de 1,4 %, et vient à échéance en décembre 2027.

Le 2 décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement s'élevant à 628 millions \$ CA (472 millions \$), y compris un financement additionnel de 153 millions \$ CA (115 millions \$), associé à un portefeuille hydroélectrique au Canada. Au 31 décembre 2019, un montant de 228 millions \$ avait été prélevé et la tranche restante de 244 millions \$ sera prélevée en novembre 2020. Le montant prélevé porte intérêt à un taux fixe de 3,5 % et vient à échéance en 2029.

Le 23 décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu une facilité de crédit renouvelable de 150 millions \$ associée aux activités aux États-Unis. La facilité de crédit vient à échéance en juin 2023 et porte intérêt au taux de base applicable, majoré de la marge applicable, qui était de 1,2 % au 31 décembre 2019.

## Renseignements supplémentaires

Le tableau suivant présente les variations des emprunts d'Énergie Brookfield pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	1 <sup>er</sup> janvier	Flux de trésorerie liés aux activités de financement, montant net	Sans effet de trésorerie			31 décembre
			Acquisitions	Transfert vers les actifs détenus en vue de la vente	Divers <sup>1</sup>	
<b>2019</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 328 \$	(314)	—	—	86	2 100 \$
Emprunts sans recours....	8 390 \$	339	319	(196)	52	8 904 \$
<b>2018</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 552 \$	(88)	—	—	(136)	2 328 \$
Emprunts sans recours....	9 214 \$	(178)	90	(360)	(376)	8 390 \$

<sup>1)</sup> Comprend le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

## 15. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	8 742 \$	8 129 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	68	66
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	3 315	3 252
Actions privilégiées.....	597	568
	<b>12 722 \$</b>	<b>12 015 \$</b>

Le 24 février 2019, Énergie Brookfield a conclu la vente à un consortium d'acheteurs d'une participation indirecte additionnelle de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada, au même prix que celui de la vente de la première participation ne donnant pas le contrôle de 25 % présenté à la note 31 des états financiers consolidés annuels de 2018, sous réserve d'un ajustement pour tenir compte de la recapitalisation des dividendes réalisée au quatrième trimestre de 2018. Une contrepartie en trésorerie de 331 millions \$ CA a été reçue le 28 février 2019 de la part des actionnaires ne détenant pas le contrôle. À la conclusion de la vente, Énergie Brookfield a comptabilisé un profit de 4 millions \$ directement dans les capitaux propres. Après la conclusion de la vente, Énergie Brookfield a continué de contrôler et d'exploiter les actifs et conserve une participation financière de 50 % dans ce portefeuille.

*Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation*

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra- structure Fund	Brookfield Infra- structure Fund II	Brookfield Infra- structure Fund III	Brookfield Infra- structure Fund IV	Portefeuille hydro- électrique au Canada	The Catalyst Group	Investisseurs institution- nels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2016 .....	963 \$	1 654 \$	1 085 \$	— \$	— \$	127 \$	1 675 \$	14 \$	71 \$	5 589 \$
Résultat net.....	(29)	(13)	33	—	—	12	47	—	3	53
Autres éléments du résultat global....	(76)	269	111	—	—	2	78	(1)	—	383
Apports en capital .....	—	89	186	—	—	—	19	—	—	294
Acquisition.....	—	—	525	—	—	—	—	—	—	525
Distributions .....	(8)	(317)	(88)	—	—	(7)	(115)	—	(4)	(539)
Acquisition des actions d'Isagen .....	—	—	(1)	—	—	—	(5)	5	—	(1)
Divers .....	—	—	1	—	—	—	2	(9)	—	(6)
Au 31 décembre 2017 .....	850	1 682	1 852	—	—	134	1 701	9	70	6 298
Résultat net.....	1	9	86	—	4	14	174	1	8	297
Autres éléments du résultat global....	66	298	805	—	(11)	(18)	504	5	58	1 707
Apports en capital .....	—	9	5	—	293	—	—	—	—	307
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	21	21
Distributions .....	(17)	(81)	(276)	—	—	(6)	(167)	—	(6)	(553)
Divers .....	—	12	(3)	—	(10)	—	—	—	53	52
Au 31 décembre 2018 .....	900	1 929	2 469	—	276	124	2 212	15	204	8 129
Résultat net.....	—	(13)	73	6	19	17	154	1	5	262
Autres éléments du résultat global....	46	134	330	(3)	61	(41)	266	2	—	795
Apports en capital .....	—	—	2	159	268	—	—	(2)	3	430
Cessions .....	—	(87)	—	—	—	—	—	—	(85)	(172)
Distributions .....	(24)	(120)	(274)	—	(1)	(11)	(259)	(1)	(16)	(706)
Divers .....	—	8	(3)	1	(5)	—	2	(2)	3	4
Au 31 décembre 2019 .....	922 \$	1 851 \$	2 597 \$	163 \$	618 \$	89 \$	2 375 \$	13 \$	114 \$	8 742 \$
Participations détenues par des tiers ..	75-80 %	43-60 %	23-71 %	72-73 %	50 %	25 %	53 %	0,4 %	20-50 %	

Les tableaux suivants résument certaines informations financières relatives aux filiales en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle qui ont de l'importance pour Énergie Brookfield.

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infrastructure Fund III <sup>1</sup>	Brookfield Infrastructure Fund IV	Portefeuille hydro-électrique au Canada	The Catalyst Group	Isagen <sup>2</sup>	Divers	Total
Participations détenues par des tiers	75 % – 80 %	43 – 60 %	69 % – 71 %	72 % – 73 %	50 %	25 %	76 %	20 % – 50 %	
Établissement	États-Unis Brésil	États-Unis Brésil Europe	États-Unis Brésil Inde Chine	Inde Chine	Canada	États-Unis	Colombie	États-Unis Brésil Canada Colombie	
<b>Exercice clos le 31 décembre 2017 :</b>									
Produits.....	123 \$	430 \$	53 \$	— \$	— \$	135 \$	797 \$	32 \$	1 570 \$
Résultat net.....	(34)	(20)	18	—	—	47	89	7	107
Total du résultat global.....	(133)	529	126	—	—	57	236	—	815
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	(29)	(13)	13	—	—	12	67	3	53
<b>Exercice clos le 31 décembre 2018 :</b>									
Produits.....	157 \$	447 \$	311 \$	— \$	38 \$	142 \$	896 \$	21 \$	2 012 \$
Résultat net.....	2	17	19	—	15	56	331	2	442
Total du résultat global.....	95	544	898	—	25	(16)	1 290	16	2 852
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	1	9	15	—	6	14	251	1	297
<b>Au 31 décembre 2018 :</b>									
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	1 687 \$	5 553 \$	2 322 \$	— \$	1 679 \$	875 \$	6 665 \$	253 \$	19 034 \$
Total de l'actif.....	1 737	5 831	3 725	—	1 975	982	7 717	293	22 260
Total des emprunts.....	536	1 979	838	—	924	369	1 744	70	6 460
Total du passif.....	582	2 395	1 441	—	1 933	387	3 548	88	10 374
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle.....	900	1 929	1 641	—	314	124	3 169	52	8 129
<b>Exercice clos le 31 décembre 2019 :</b>									
Produits.....	155 \$	451 \$	255 \$	39 \$	96 \$	145 \$	971 \$	29 \$	2 141 \$
Résultat net.....	2	(20)	10	9	42	67	293	6	409
Total du résultat global.....	61	294	359	4	138	(99)	1 007	17	1 781
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	(13)	8	6	19	17	220	5	262
<b>Au 31 décembre 2019 :</b>									
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	1 713 \$	5 240 \$	2 508 \$	538 \$	1 849 \$	696 \$	7 352 \$	261 \$	20 157 \$
Total de l'actif.....	1 754	5 455	3 371	662	3 486	794	8 403	268	24 193
Total des emprunts.....	509	1 756	850	331	1 651	325	1 865	93	7 380
Total du passif.....	569	2 116	1 089	439	2 045	342	3 928	114	10 642
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle.....	922	1 852	1 622	162	651	88	3 395	50	8 742

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'information liée à Isagen, qui est présentée séparément.

<sup>2)</sup> Les participations détenues par des tiers dans Isagen totalisaient 75,9 % au 31 décembre 2019 et se répartissaient comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 22,9 %; investisseurs institutionnels d'Isagen, 52,6 %; et d'autres participations ne donnant pas le contrôle, 0,4 %.

*Participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield et participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield*

Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »), a le droit de recevoir les distributions régulières, en plus d'une distribution incitative fondée sur le montant par lequel les distributions trimestrielles dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandité dépassent les niveaux cibles de 0,375 \$ par part de société en commandité par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions trimestrielles des parts de société en commandité dépassent les niveaux cibles de 0,4225 \$ par part de société en commandité, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil.

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandité rachetables/échangeables et la participation de commandité. Les parts de société en commandité rachetables/échangeables sont détenues entièrement par Brookfield, qui a le droit, à son gré, de racheter ces parts pour une contrepartie en trésorerie. Aucune part de société en commandité rachetable/échangeable n'a été rachetée pour une contrepartie en trésorerie. Puisque ce droit de rachat est assujéti au droit de premier refus d'Énergie Brookfield et qu'Énergie Brookfield peut, à son gré, régler la demande de rachat en contrepartie de parts de société en commandité qu'elle détient, à raison de une pour une, les parts de société en commandité rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres selon IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. Les parts de société en commandité rachetables/échangeables et la participation de commandité sont présentées à titre de participations ne donnant pas le contrôle puisque Brookfield tire des avantages directs et assume les risques relatifs au rendement sous-jacent de BRELP. Les parts de société en commandité émises par Énergie Brookfield et les parts de société en commandité rachetables/échangeables émises par sa filiale BRELP comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards, sauf en ce qui concerne le droit de rachat décrit précédemment. Les parts de société en commandité rachetables/échangeables et la participation de commandité donnent droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de société en commandité d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2019, 2 651 506 parts de société en commandité (2 651 506 parts au 31 décembre 2018) et 129 658 623 parts de société en commandité rachetables/échangeables (129 658 623 parts au 31 décembre 2018) étaient en circulation.

*Distributions*

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	5 \$	5 \$
Distributions incitatives .....	50	40
	55 \$	45 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield ....	268 \$	255 \$
	323 \$	300 \$

Le tableau suivant résume certaines informations financières relatives aux *participations de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield* et aux *participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield* :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
<b>Pour les exercices clos les 31 décembre :</b>			
Produits .....	2 980 \$	2 982 \$	2 625 \$
Résultat net.....	273	403	51
Résultat global.....	1 998	3 667	1 401
Résultat net attribuable aux éléments suivants <sup>1</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	—	1	(1)
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(25)	17	(23)
<b>Aux 31 décembre :</b>			
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	30 714 \$	29 025 \$	
Total de l'actif .....	35 691	34 103	
Total des emprunts.....	11 004	10 718	
Total du passif .....	17 560	16 897	
Valeur comptable des éléments suivants <sup>2</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	68	66	
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	3 315	3 252	

<sup>1)</sup> Réparti en fonction de la moyenne pondérée de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 178,9 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 180,2 millions en 2018 et 2,7 millions, 129,7 millions et 173,5 millions en 2017).

<sup>2)</sup> Répartie en fonction de la participation de commandité, du nombre de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de parts de société en commandite en circulation de respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 179,0 millions (respectivement 2,7 millions, 129,7 millions et 178,8 millions en 2018).

### Actions privilégiées

Aux 31 décembre, les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprenaient les actions privilégiées de catégorie A d'Actions privilégiées Énergie renouvelable Brookfield Inc. (« Actions privilégiées ERB ») suivantes :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable au	
				2019	2018	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Série 1 (136 \$ CA)....	5,45	3,36 %	avril 2020	3 \$	4 \$	105 \$	100 \$
Série 2 (113 \$ CA) <sup>1</sup> ...	4,51	4,26 %	avril 2020	4	3	86	83
Série 3 (249 \$ CA)....	9,96	4,40 %	juillet 2019	8	8	192	182
Série 5 (103 \$ CA)....	4,11	5,00 %	avril 2018	4	4	79	75
Série 6 (175 \$ CA)....	7,00	5,00 %	juillet 2018	7	7	135	128
	<u>31,03</u>			<u>26 \$</u>	<u>26 \$</u>	<u>597 \$</u>	<u>568 \$</u>

<sup>1)</sup> Le taux de dividende correspond à la distribution annualisée fondée sur le taux variable trimestriel le plus récent.

Les actions privilégiées de catégorie A n'ont pas de date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 2019, aucune des actions privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Actions privilégiées ERB.

*Actions privilégiées de catégorie A – offre publique de rachat dans le cours normal des activités*

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

## 16. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield sont composés des parts privilégiées de catégorie A présentées comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les 31 décembre		Valeur comptable au	
				2019	2018	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Série 5 (72 \$ CA) ....	2,89	5,59	avril 2018	3 \$	4 \$	49 \$	49 \$
Série 7 (175 \$ CA)...	7,00	5,50	janvier 2021	7	7	128	128
Série 9 (200 \$ CA)...	8,00	5,75	juillet 2021	9	9	147	147
Série 11 (250 \$ CA).	10,00	5,00	avril 2022	9	9	187	187
Série 13 (250 \$ CA).	10,00	5,00	avril 2023	10	9	196	196
Série 15 (175 \$ CA).	7,00	5,75	avril 2024	6	—	126	—
	<u>44,89</u>			<u>44 \$</u>	<u>38 \$</u>	<u>833 \$</u>	<u>707 \$</u>

Le 11 mars 2019, Énergie Brookfield a émis 7 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 15 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 15 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 175 millions \$ CA (131 millions \$). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction connexes de 6 millions \$ CA (5 millions \$), y compris la rémunération versée aux preneurs fermes. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 15 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,75 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2024. Par la suite, le taux de distribution sera rajusté tous les cinq ans, à un taux équivalant au plus élevé des taux suivants : i) le rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 3,94 %, et ii) 5,75 %.

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

Au 31 décembre 2019, aucune part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5 n'avait été rachetée.

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

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

## **17. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES**

### *Capitaux propres des commanditaires*

Au 31 décembre 2019, un total de 178 977 800 parts de société en commandite étaient en circulation (178 821 204 parts de société en commandite au 31 décembre 2018), dont 56 068 944 étaient détenues par Brookfield (56 068 944 au 31 décembre 2018). Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, 176 596 parts de société en commandite (289 641 parts de société en commandite en 2018) ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

Au 31 décembre 2019, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représentait environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 31 décembre 2019, une participation directe de société en commandite de 31 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 42 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables et une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP.

En décembre 2019, Énergie Brookfield a mis fin à son offre publique de rachat dans le cours normal des activités existante, laquelle devait venir à échéance le 30 décembre 2019, et a effectué une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant les parts de société en commandite. Dans le cadre de cette nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 8,9 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation, aux fins de la gestion du capital. L'offre viendra à échéance le 11 décembre 2020, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention visant l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités en communiquant avec Énergie Brookfield. Le 28 décembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 20 000 parts de société en commandite (1 856 798 parts de société en commandite en 2018) négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de moins de 1 million \$ (51 millions \$ en 2018), pour ensuite les annuler le 31 janvier 2019.

## Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Brookfield .....	116 \$	110 \$
Porteurs de parts de société en commandite externes .....	254	245
	<u>370 \$</u>	<u>355 \$</u>

En février 2020, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 2,17 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 0,11 \$ par part de société en commandite qui prendra effet pour la distribution versée en mars 2020.

## 18. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2017 .....		901 \$
Acquis dans le cadre d'une acquisition.....	3	27
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente.....	5	(22)
Écart de conversion .....		<u>(78)</u>
Solde au 31 décembre 2018 .....		828
Écart de conversion .....		<u>(7)</u>
Solde au 31 décembre 2019 .....		<u>821 \$</u>

## 19. GESTION DU CAPITAL

Les principaux objectifs d'Énergie Brookfield par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital d'Énergie Brookfield est surveillé au moyen du ratio d'endettement du siège social et du ratio d'endettement consolidé. Au 31 décembre 2019, ces ratios étaient de respectivement 16 % et 32 % (respectivement 15 % et 32 % en 2018).

Énergie Brookfield a consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de ses prêteurs en ce qui a trait aux emprunts de la société en commandite et à ses facilités de crédit. Aux termes des clauses restrictives, Énergie Brookfield doit respecter des ratios d'endettement minimaux. Les filiales d'Énergie Brookfield ont consenti à des clauses restrictives en faveur de certains de leurs prêteurs en ce qui a trait à leurs emprunts sans recours. Ces clauses restrictives varient d'une convention de crédit à l'autre et comprennent des ratios de couverture du service de la dette. Certains prêteurs ont également imposé des exigences qui obligent Énergie Brookfield et ses filiales à maintenir des comptes de réserve relativement à la dette et aux dépenses d'investissement. Dans l'éventualité où les filiales ne respecteraient pas les clauses restrictives, les conséquences pourraient notamment se traduire par une limitation des distributions versées par les filiales à Énergie Brookfield ainsi que le remboursement de l'encours de la dette. Énergie Brookfield est tributaire des distributions versées par ses filiales pour assurer le service de sa dette.

La stratégie d'Énergie Brookfield en 2019, qui était la même qu'au cours de l'exercice 2018, consistait à respecter les mesures aux 31 décembre présentées dans le tableau ci-après :

(EN MILLIONS)	Siège social		Consolidé	
	2019	2018	2019	2018
Facilité de crédit de la société mère <sup>1</sup> .....	299 \$	721 \$	299 \$	721 \$
<b>Dette</b>				
Billets à moyen terme <sup>2</sup> .....	1 808 \$	1 613 \$	1 808 \$	1 613 \$
Emprunts sans recours <sup>3</sup> .....	—	—	8 964	8 465
	<b>1 808</b>	<b>1 613</b>	<b>10 772</b>	<b>10 078</b>
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>4</sup> .....	—	—	4 421	4 049
<b>Capitaux propres</b>				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	—	—	8 742	8 129
Actions privilégiées .....	597	568	597	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	833	707	833	707
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts <sup>5</sup> .....	7 959	7 802	7 959	7 802
Total de la structure du capital .....	<b>11 197 \$</b>	<b>10 690 \$</b>	<b>33 324 \$</b>	<b>31 333 \$</b>
Ratio d'endettement .....	<b>16 %</b>	<b>15 %</b>	<b>32 %</b>	<b>32 %</b>

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

<sup>2)</sup> Les billets à moyen terme ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 7 millions \$ (6 millions \$ en 2018).

<sup>3)</sup> Les emprunts consolidés sans recours comprenaient un montant de 142 millions \$ (6 millions \$ en 2018) emprunté aux termes d'une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield et ne tiennent pas compte des coûts de financement différés de 60 millions \$ (75 millions \$ en 2018), déduction faite des primes non amorties.

<sup>4)</sup> Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé.

<sup>5)</sup> Les capitaux propres attribuables aux porteurs de parts comprennent les capitaux propres attribuables aux capitaux propres des commanditaires, aux parts de société en commandite rachetables/échangeables et aux participations de commandité.

## 20. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Le tableau suivant présente les variations des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Solde au début de l'exercice .....	1 569 \$	721 \$	206 \$
Participation .....	194	420	469
Quote-part du résultat net .....	11	68	2
Quote-part des autres éléments du résultat global .....	174	426	56
Dividendes reçus .....	(64)	(42)	(31)
Écart de conversion et autres .....	5	(24)	19
Solde à la fin de l'exercice .....	<b>1 889 \$</b>	<b>1 569 \$</b>	<b>721 \$</b>

Les tableaux suivants résument l'ensemble des produits bruts, du résultat net et des actifs et passifs des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Produits.....	1 443 \$	1 305 \$	310 \$
Résultat net.....	29	223	(24)
Quote-part du résultat net <sup>1</sup> .....	11	68	2

<sup>1)</sup> Les participations d'Énergie Brookfield dans ces entités se situent entre 13 % et 50 %.

(EN MILLIONS)	2019	2018
Actifs courants.....	1 102 \$	682 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	16 256	11 999
Autres actifs.....	571	608
Passifs courants.....	1 279	1 080
Emprunts sans recours.....	7 365	6 078
Autres passifs.....	2 580	1 197

## 21. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Trésorerie .....	103 \$	127 \$
Dépôts à court terme .....	12	46
	115 \$	173 \$

## 22. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	2019	2018
Activités.....		87 \$	119 \$
Obligations liées au crédit .....		69	60
Dépenses d'investissement et projets de développement .....		17	2
Total .....		173	181
Moins : non courante .....	24	(19)	(45)
Courante.....		154 \$	136 \$

## 23. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Créances clients .....	<b>406 \$</b>	339 \$
Charges payées d'avance et créances diverses .....	<b>119</b>	114
Autres créances à court terme .....	<b>142</b>	109
Tranche courante de l'actif sur contrat .....	<b>51</b>	45
	<u><b>718 \$</b></u>	<u>607 \$</u>

Au 31 décembre 2019, 66 % des créances clients étaient non échues (74 % en 2018). La diminution des créances clients courantes est attribuable au moment de leur règlement. Énergie Brookfield ne s'attend pas à ce que la recouvrabilité de ces montants soit un enjeu. Par conséquent, aux 31 décembre 2019 et 2018, il a été décidé qu'il n'était pas nécessaire de constituer une provision pour pertes sur créances. Les créances clients sont généralement exigibles dans les 30 jours, et des limites de crédit faisant l'objet d'un suivi serré sont attribuées à toutes les contreparties. Pour déterminer la recouvrabilité des créances clients, la direction effectue une analyse de risque en tenant compte du type et de l'âge des débiteurs impayés et de la solvabilité des contreparties. La direction examine aussi régulièrement le solde des créances clients.

## 24. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les composantes des autres actifs non courants d'Énergie Brookfield se présentaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Actif sur contrat .....		<b>422 \$</b>	402 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	22	<b>19</b>	45
Divers .....		<b>71</b>	58
		<u><b>512 \$</b></u>	<u>505 \$</u>

Aux 31 décembre 2019 et 2018, les liquidités soumises à restrictions étaient détenues principalement pour acquitter des paiements de loyers et des accords de crédit.

Les actifs sur contrat découlent des modifications qui ont été apportées au cours de l'exercice aux conventions d'achat d'électricité à long terme intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield portant sur les actifs de production en Ontario détenus par Great Lakes Power Limited et Fiducie Mississagi Power. L'incidence nette de ces modifications a été contrebalancée par l'apport de modifications à la convention d'achat d'électricité à long terme qu'Énergie Brookfield a conclue avec Brookfield portant sur plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis; toutefois, les modifications ont donné lieu à un échéancier différent pour les flux de trésorerie. Par conséquent, les modifications ont été comptabilisées en fonction de leur substance, entraînant la comptabilisation de soldes d'actifs et de passifs sur contrat ainsi que de coûts de financement nets sur la durée résiduelle des conventions. Aucune provision importante n'est prévue pour les pertes de crédit attendues découlant des actifs sur contrat. Se reporter à la note 28, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples informations sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 25. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation.....	237 \$	263 \$
Dettes fournisseurs.....	111	76
Intérêts à payer sur des emprunts.....	73	76
Contrepartie différée.....	60	30
Distributions à payer aux porteurs de parts de société en commandite, distributions à payer sur les parts de société en commandite privilégiées et dividendes sur actions privilégiées <sup>1</sup> .....	33	30
Tranche à court terme des obligations locatives.....	15	—
Divers.....	61	58
	<u>590 \$</u>	<u>533 \$</u>

<sup>1)</sup> Ne comprennent que les montants à payer aux porteurs de parts de société en commandite externes. Les montants à payer à Brookfield sont compris dans les montants à payer à des parties liées.

## 26. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Passifs sur contrat.....		562 \$	479 \$
Obligations locatives.....		118	—
Obligations au titre des prestations de retraite.....	30	99	80
Provisions liées aux acquisitions.....		68	78
Obligations de démantèlement.....		78	67
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions.....		6	7
Divers.....		56	23
		<u>987 \$</u>	<u>734 \$</u>

Énergie Brookfield a comptabilisé des obligations de démantèlement relativement à certains actifs de production d'électricité. Une obligation de démantèlement a été établie pour des centrales hydroélectriques, éoliennes et solaires, dont la remise en état devrait se faire entre 2027 et 2137. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers.

Les passifs sur contrat découlent de la modification qui a été apportée à la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield et plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis. Se reporter à la note 24, « Autres actifs non courants », pour de plus amples informations sur les soldes des contrats d'Énergie Brookfield. Se reporter à la note 28, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples informations sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

Les obligations locatives découlent de la mise en œuvre d'IFRS 16 le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

## 27. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

### Engagements

Dans le cours de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales sont parties à des ententes relatives à l'utilisation d'eau, de terrains et de barrages. Les paiements prévus en vertu de ces ententes varient selon le volume d'électricité produite. Les diverses ententes peuvent être renouvelées et se prolonger jusqu'en 2089.

Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, s'engage à investir 400 millions \$ CA dans des titres convertibles de TransAlta en octobre 2020. Énergie Brookfield a également convenu, sous réserve de certaines modalités, de porter le pourcentage d'actions ordinaires de TransAlta qu'elle détient à 9 %, jusqu'à un prix plafond.

Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield prendra des engagements au titre des dépenses d'investissement qui concernent principalement des coûts engagés dans le cadre de projets d'initiatives de croissance divers. Au 31 décembre 2019, Énergie Brookfield avait pris des engagements au titre des dépenses d'investissement en cours totalisant 36 millions \$ (71 millions \$ en 2018). De ce montant, une tranche de 32 millions \$ est exigible dans moins d'un an, et une tranche de 4 millions \$, dans deux ans.

Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, s'est engagée à investir environ 121 millions \$ en vue d'acquérir un portefeuille d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 428 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au premier trimestre de 2020, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

### Éventualités

Énergie Brookfield et ses filiales font l'objet d'actions en justice, d'arbitrages et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la direction est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée d'Énergie Brookfield ou sur ses résultats d'exploitation consolidés.

Énergie Brookfield, au nom de ses filiales, et les filiales elles-mêmes ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. L'activité relative aux lettres de crédit émises par Énergie Brookfield est décrite à la note 14, « Emprunts ».

Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, a fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement puisqu'elles se rapportent à ses participations dans Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III et Brookfield Infrastructure Fund IV. Les filiales d'Énergie Brookfield ont également fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement.

Les lettres de crédit émises par Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels, et ses filiales se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels .....	50 \$	51 \$
Filiales d'Énergie Brookfield .....	286	338
	336 \$	389 \$

## Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales signent des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment de cessions d'entreprises, de projets d'investissement, d'acquisitions d'entreprises, et de vente et d'achat d'actifs et de services. Énergie Brookfield a également convenu d'indemniser ses administrateurs et certains de ses dirigeants et employés. La nature de la quasi-totalité des promesses d'indemnisation empêche Énergie Brookfield de faire une estimation raisonnable du montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal, et les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Énergie Brookfield et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

## 28. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield sont comptabilisées à la valeur d'échange. Elles sont principalement effectuées avec Brookfield.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

### Principales conventions

#### *Conventions de société en commandite*

Les conventions de société en commandite modifiées et refondues d'Énergie Brookfield et de BRELP décrivent toutes deux les principales modalités des sociétés en commandite, y compris les clauses sur la gestion, les protections des commanditaires, les apports en capital, les distributions et la répartition du résultat. Le commandité de BRELP a le droit de recevoir des distributions incitatives de BRELP attribuables à sa participation de commandité dans BRELP. Les distributions incitatives seront calculées par tranches en fonction du montant par lequel les distributions trimestrielles faites sur les parts de société en commandite de BRELP dépassent les niveaux cibles tels qu'ils ont été établis dans la convention de société en commandite modifiée et reformulée.

#### *Convention-cadre de services*

Énergie Brookfield a conclu une convention avec Brookfield Asset Management en vertu de laquelle Brookfield Asset Management a accepté d'assurer la surveillance générale de l'entreprise et d'offrir les services de hauts dirigeants à Énergie Brookfield moyennant des honoraires de gestion. Ceux-ci sont versés tous les trimestres et comprennent une composante trimestrielle fixe de 5 millions \$ et une composante variable calculée en pourcentage de l'augmentation de la valeur de la capitalisation totale d'Énergie Brookfield par rapport à une valeur de référence initiale (sous réserve d'une indexation annuelle en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013). Au 31 décembre 2019, la valeur de la capitalisation totale s'établissait à 18 milliards \$, en comparaison de la valeur de référence initiale de 8 milliards \$ et compte tenu du montant annuel de 22 millions \$ (ajusté pour tenir compte de

l'inflation), ce qui a entraîné le paiement d'honoraires de gestion de 108 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (80 millions \$ en 2018 et 82 millions \$ en 2017).

#### *Convention de vote de BRELP*

En 2011, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, aux termes de laquelle Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de BRPL, détient un certain nombre de droits de vote, notamment le droit de donner des directives contraignantes à l'égard de l'ensemble des votes pouvant être exercés dans le cadre de l'élection des administrateurs du commandité de BRELP.

#### **Conventions de services d'électricité**

##### *Internalisation de la commercialisation de l'énergie*

En 2018, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu une entente (la « convention relative à la commercialisation de l'énergie ») visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield. La convention relative à la commercialisation de l'énergie vise à transférer toutes les activités de commercialisation existantes de Brookfield à Énergie Brookfield, ce qui comprend la commercialisation, l'achat et les transactions d'énergie ou de produits connexes en Amérique du Nord, la prestation de services de commercialisation de l'énergie et tout ce qui en découle (l'« internalisation de la commercialisation de l'énergie »). L'internalisation de la commercialisation de l'énergie comprenait également le transfert de toutes les conventions d'achat d'électricité conclues avec des tierces parties, sous réserve de certaines exceptions, ainsi que les conventions d'achat d'électricité et de soutien relatives aux produits conclues avec des parties liées comme il est décrit en détail ci-dessous.

L'internalisation de la commercialisation de l'énergie a été réalisée au cours du troisième trimestre de 2019. Les conventions d'agence d'électricité, la convention de commercialisation de l'énergie et certaines conventions relatives aux produits dont il est question ci-après ont été transférées de Brookfield à Énergie Brookfield dans le cadre de l'internationalisation de la commercialisation de l'énergie.

##### *Conventions d'agence d'électricité*

Certaines filiales d'Énergie Brookfield ont conclu des conventions d'agence d'électricité, nommant Brookfield en tant que mandataire exclusif à l'égard des ventes d'électricité, y compris de la prestation de services de transport et d'autres services supplémentaires. De plus, Brookfield se chargeait de l'ordonnancement et de la répartition, et voyait au transport de l'électricité produite et de l'électricité fournie à des tiers conformément aux pratiques prudentes de l'industrie. En vertu de chaque convention, Brookfield avait droit au remboursement de tous les frais tiers engagés et, dans certains cas, recevait une rémunération supplémentaire en échange de la prestation de ses services de vente d'électricité et d'autres services.

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, toutes les conventions d'agence d'électricité ont été transférées de Brookfield à Énergie Brookfield.

##### *Convention de commercialisation de l'énergie*

Brookfield avait accepté de fournir des services de commercialisation d'énergie aux activités nord-américaines d'Énergie Brookfield. En vertu de cette convention, Énergie Brookfield payait des frais de commercialisation de l'énergie de 18 millions \$ par année (sous réserve d'une augmentation en fonction d'un taux d'inflation déterminé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2013). Se reporter à la note 9, « Coûts d'exploitation directs ».

Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention de commercialisation de l'énergie a été transférée de Brookfield à Énergie Brookfield.

## Conventions relatives aux produits

### *Modifications apportées aux contrats*

En 2018, des modifications ont été apportées à deux conventions d'achat d'électricité à long terme associées aux actifs de production détenus par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP ») en Ontario.

Selon la convention d'achat d'électricité modifiée intervenue avec GLPL, Brookfield doit acheter l'énergie produite par certaines centrales au Canada détenues par GLPL à un prix moyen de 100 \$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. L'échéance initiale de la convention de GLPL est fixée à 2029 et Énergie Brookfield aura l'option de prolonger l'engagement de Brookfield Asset Management à offrir un prix fixe de 60 \$ CA le MWh à GLPL jusqu'en 2044.

Selon la convention d'achat d'énergie modifiée de FMP, Brookfield doit acheter l'énergie produite par certaines installations au Canada détenues par FMP au prix moyen de 127 \$ CA le MWh, sous réserve d'un ajustement annuel correspondant à un taux fixe de 3 %. La convention de FMP se termine le 1<sup>er</sup> décembre 2029.

### *Convention relative aux produits tirés de l'électricité*

En 2018, la convention relative aux produits tirés de l'électricité entre Brookfield et plusieurs sociétés détenues par Énergie Brookfield a été modifiée en bonne et due forme.

Brookfield maintiendra à 75 \$ le MWh le prix qu'Énergie Brookfield reçoit pour l'énergie produite par certaines centrales aux États-Unis. Le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année jusqu'en 2021, le prix est accru d'un montant équivalant à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année civile précédente, jusqu'à concurrence d'une hausse de 3 % dans une seule et même année civile. Le prix garanti sera réduit de 3 \$ par MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,03 \$ par MWh en 2026. La convention relative aux produits tirés de l'électricité prendra fin en 2046.

### *Autres conventions relatives aux produits*

En vertu d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achetait toute l'énergie produite par plusieurs centrales électriques dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America (« GLHA ») au prix de 37 \$ le MWh. Les tarifs d'électricité étaient soumis à un ajustement annuel égal à 20 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente. Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention d'achat d'électricité conclue avec GLHA a été transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achetait toute l'énergie produite par Énergie La Lièvre au Québec au prix de 68 \$ CA le MWh. Les tarifs d'énergie étaient soumis à un ajustement annuel correspondant au moindre des deux montants suivants : soit 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année précédente, ou 3 %. Une fois entrée en vigueur l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, la convention d'achat d'électricité conclue avec Énergie La Lièvre a été transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention de garantie, Brookfield achetait toute l'énergie produite par les deux centrales d'Hydro Pontiac Inc. au prix de 68 \$ CA le MWh. Ce tarif était soumis depuis 2010 à un ajustement annuel égal à 40 % de l'augmentation de l'IPC au cours de l'année civile précédente. Cette convention de garantie devait entrer en vigueur en 2019 pour une des centrales et en 2020 pour l'autre, soit à l'expiration de leurs conventions d'achat d'électricité actuelles conclues avec des tiers. L'échéance initiale de la convention avec Brookfield était fixée à 2029 et la convention était automatiquement renouvelée pour des périodes consécutives de 20 ans sous réserve de certaines clauses de résiliation. Une fois l'internalisation de la commercialisation de l'énergie achevée, la convention de garantie conclue avec Hydro Pontiac Inc. a été transférée à Énergie Brookfield.

Aux termes d'une convention relative au nivellement de la production éolienne d'une durée de dix ans qui est venue à échéance en février 2019, Brookfield permettait d'atténuer toute variation éolienne éventuelle par rapport à la production annuelle prévue de 506 GWh des actifs du parc éolien Prince Wind, en Ontario. Toute production excédentaire par rapport à la production prévue donnait lieu à un paiement d'Énergie Brookfield à Brookfield, tandis qu'une insuffisance aurait donné lieu à un paiement de Brookfield à Énergie Brookfield.

### **Conventions de vote**

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield en vertu desquelles Brookfield, à titre de membre directeur des entités liées à Brookfield Americas Infrastructure Fund (les « entités liées à BAIF ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, a convenu d'attribuer à Énergie Brookfield leurs droits de vote à l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BAIF. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BAIF aux États-Unis et au Brésil sont de respectivement 22 % et 25 %.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund II (les « entités liées à BIF II ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF II. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF II étaient de l'ordre de 40 % à 50,1 %.

Sauf ce qui est énoncé ci-dessous relativement à TerraForm Power et à Isagen, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec certaines filiales de Brookfield qui font partie de Brookfield Infrastructure Fund III (les « entités liées à BIF III ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, en vertu de laquelle Brookfield a convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF III. Les intérêts économiques d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF III étaient de l'ordre de 24 % à 31 %.

Le consortium détient sa participation dans Isagen par l'entremise d'une entité (« Hydro Holdings »), laquelle a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Isagen. Le commandité d'Hydro Holdings est une filiale contrôlée par Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Hydro Holdings dans la mesure où Brookfield Asset Management et ses filiales (notamment Énergie Brookfield) sont collectivement : i) la plus importante détentrice de participations de société en commandite dans Hydro Holdings et ii) la détentrice de plus de 30 % des participations de société en commandite dans Hydro Holdings (le « critère de propriété »). Brookfield Asset Management et ses filiales satisfont à ce jour au critère de propriété.

Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec la filiale de Brookfield qui contrôle TerraForm Power. Aux termes de cette convention de vote, Énergie Brookfield a le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection d'un des quatre administrateurs de la filiale de Brookfield. Ainsi, Énergie Brookfield exerce une influence notable sur cette filiale.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund IV (les « entités liées à BIF IV ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des investisseurs institutionnels, ont convenu de conférer à Énergie Brookfield le droit de donner des directives

dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités liées à BIF IV. Les participations financières d'Énergie Brookfield dans les entités liées à BIF IV devraient être de l'ordre de 25 %.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<b>2019</b>	2018	2017
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	<b>558 \$</b>	535 \$	601 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	<b>1</b>	7	6
	<b>559 \$</b>	542 \$	607 \$
<b>Coûts d'exploitation directs</b>			
Achats d'énergie .....	<b>(22) \$</b>	(20) \$	(13) \$
Frais de commercialisation de l'énergie .....	<b>(20)</b>	(24)	(24)
Services d'assurance <sup>1</sup> .....	<b>(23)</b>	(25)	(19)
	<b>(65) \$</b>	(69) \$	(56) \$
Produit (charge) d'intérêts – emprunts .....	<b>(13) \$</b>	(8) \$	— \$
Coûts de service de gestion .....	<b>(108) \$</b>	(80) \$	(82) \$

<sup>1)</sup> Les honoraires liés aux services d'assurance sont versés à une filiale de Brookfield Asset Management, laquelle agit 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 2019 s'établissaient à 1 million \$ (moins de 1 million \$ en 2018).

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	2019	2018
<b>Actifs courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	51 \$	45 \$
Montants à recevoir de parties liées			
Montants à recevoir	Brookfield .....	48	55
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	12	10
		<b>111 \$</b>	<b>110 \$</b>
<b>Actifs non courants</b>			
Actif sur contrat	Brookfield .....	422 \$	402 \$
<b>Passifs courants</b>			
Montants à payer à des parties liées			
Montants à payer	Brookfield .....	81 \$	54 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	10	12
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield .....	36	35
		<b>127 \$</b>	<b>101 \$</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Passif sur contrat	Brookfield .....	562 \$	479 \$

### Actifs courants

Les montants à recevoir de Brookfield ne portent pas intérêt, ne sont pas assortis d'une sûreté et sont payables à vue.

### Passifs courants

Les montants à payer à Brookfield ne sont pas assortis d'une sûreté, sont payables à vue et se rapportent à des transactions récurrentes.

## 29. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La variation nette des soldes du fonds de roulement pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants .....	<b>(41) \$</b>	(122) \$	(40) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	<b>8</b>	32	32
Autres actifs et passifs.....	<b>(54)</b>	22	(17)
	<b>(87) \$</b>	(68) \$	(25) \$

## 30. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES DU PERSONNEL FUTURS

Énergie Brookfield offre à ses employés des régimes de retraite ainsi que certains régimes de soins de santé, de soins dentaires, d'assurance vie et d'autres avantages à certains employés retraités conformément à la politique d'Énergie Brookfield. Ces régimes sont capitalisés grâce aux cotisations versées par Énergie Brookfield et les participants aux régimes. Les prestations de retraite sont fondées sur la durée des services et les salaires moyens de fin de carrière, et certains régimes sont indexés sur l'inflation après le départ à la retraite. Les régimes de retraite des employés d'Énergie Brookfield sont comptabilisés dans les états financiers consolidés.

Le comité de gouvernance des régimes de retraite d'Énergie Brookfield est responsable de la mise en œuvre des décisions stratégiques et du suivi de l'administration des régimes de retraite à prestations définies d'Énergie Brookfield. En particulier, le comité établira les stratégies de placement, approuvera les politiques de capitalisation et évaluera si Énergie Brookfield se conforme aux obligations légales, fiduciaires, de déclaration et d'informations financières applicables.

Les régimes de retraite d'Énergie Brookfield font l'objet d'évaluations actuarielles conformément aux lois provinciales ou fédérales en vigueur. Pour les régimes enregistrés aux États-Unis, les évaluations actuarielles doivent être effectuées chaque année. Au Canada, les évaluations actuarielles des régimes enregistrés doivent être effectuées tous les trois ans si la capitalisation du régime est supérieure à un certain seuil. Actuellement, tous les régimes enregistrés du Canada font l'objet d'une évaluation actuarielle triennale. Les régimes de retraite et autres avantages du personnel de nos activités en Colombie comportent des obligations, lesquelles font l'objet d'évaluations actuarielles chaque année par des actuaires indépendants qualifiés.

Les dates des dernières évaluations actuarielles des régimes de retraite et des autres régimes d'avantages du personnel d'Énergie Brookfield s'échelonnent de janvier 2016 à janvier 2018. Énergie Brookfield évalue ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes aux fins comptables au 31 décembre de chaque année.

Les passifs au titre des prestations représentent le montant des prestations de retraite et des autres avantages du personnel futurs acquis par les employés et les retraités d'Énergie Brookfield à la fin de l'exercice. L'obligation aux termes de ces régimes est déterminée par des évaluations actuarielles périodiques fondées sur les hypothèses présentées dans le tableau ci-après.

Hypothèses actuarielles aux 31 décembre :

	2019		2018		2017	
(EN POURCENTAGE)	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Taux d'actualisation.....	1,8 % — 6,9 %	3,2 % — 7,2 %	2,5 % — 7,2 %	3,9 % — 7,4 %	2,4 % — 7,3 %	3,7 % — 7,1 %
Taux d'inflation des prix.....	1,5 % — 3,5 %	s. o.	1,5 % — 3,5 %	s. o.	1,5 % — 3,5 %	s. o.
Taux d'augmentation des salaires.....	2,5 % — 4,0 %	2,5 % — 4,0 %	2,5 % — 4,0 %	2,5 % — 4,0 %	2,5 % — 4,0 %	2,5 % — 4,0 %
Taux tendanciel des soins de santé <sup>1</sup> .....	s. o.	4,5 % — 6,9 %	s. o.	5,3 % — 6,9 %	s. o.	5,3 % — 6,9 %

<sup>1)</sup> Taux tendanciel hypothétique à court terme à la clôture de l'exercice.

Les obligations au titre des régimes et la charge annuelle au titre des régimes de retraite sont calculées sur une base actuarielle et sont influencées par de nombreuses hypothèses et estimations, notamment la valeur marchande des actifs des régimes, des taux d'actualisation, du taux d'augmentation des salaires et autres hypothèses diverses. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation des prix et les hypothèses liées à l'inflation et le taux tendanciel du coût des soins de santé constituent les hypothèses ayant en général l'incidence la plus importante sur les obligations au titre des prestations constituées.

Le taux d'actualisation des obligations est établi, dans la mesure du possible, par référence aux taux de rendement du marché des obligations de sociétés de grande qualité. En Colombie, un tel marché d'obligations n'existe pas. Par conséquent, le taux d'actualisation est établi par référence aux rendements des obligations d'État. Le taux d'augmentation des salaires correspond à la meilleure estimation des augmentations de salaire au mérite à accorder, conformément aux taux d'inflation présumés.

Une variation de 50 points de base des hypothèses mentionnées précédemment, utilisées pour le calcul des obligations au titre des prestations au 31 décembre 2019, aurait entraîné l'augmentation (la diminution) suivante des obligations au titre des prestations constituées :

(EN MILLIONS)	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Taux d'actualisation		
Augmentation de 50 points de base.....	(12) \$	(4) \$
Diminution de 50 points de base.....	14	5
Taux d'inflation des prix et hypothèses liées à l'inflation		
Augmentation de 50 points de base.....	5	s. o.
Diminution de 50 points de base.....	(4)	s. o.
Taux tendanciel du coût des soins de santé		
Augmentation de 50 points de base.....	s. o.	4
Diminution de 50 points de base.....	s. o.	(3)

L'analyse de sensibilité présentée ci-dessus pourrait ne pas refléter la variation réelle de l'obligation au titre des prestations définies dans la mesure où il est peu probable que les hypothèses varieront isolément les unes des autres puisque certaines des hypothèses peuvent être liées entre elles.

La charge au titre des régimes de retraite comptabilisée aux comptes consolidés de résultat et aux états consolidés du résultat global pour les exercices clos les 31 décembre :

(EN MILLIONS)	2019		2018		2017	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Coût des services rendus au cours de l'exercice .....	3 \$	1 \$	3 \$	2 \$	3 \$	1 \$
Coût (recouvrement) des services passés .....	—	—	—	—	(1)	—
Charge d'intérêts .....	2	3	2	3	2	3
Charges administratives.....	1	—	1	—	1	—
Comptabilisée au compte consolidé de résultat.....	6	4	6	5	5	4
Réévaluation du passif net au titre des prestations définies :						
Rendement des actifs des régimes .....	(15)	—	5	—	(8)	—
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques ...	1	—	(1)	—	1	(2)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières .....	25	3	(9)	(4)	7	3
Ajustements liés à l'expérience .....	—	—	1	(1)	—	1
Comptabilisée à l'état consolidé du résultat global.....	11	3	(4)	(5)	—	2
Total .....	17 \$	7 \$	2 \$	— \$	5 \$	6 \$

Les montants inclus dans les états consolidés de la situation financière liés aux obligations d'Énergie Brookfield au titre de ses régimes à prestations définies sont présentés ci-après :

(EN MILLIONS)	2019		2018		2017	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies .....	188 \$	58 \$	157 \$	53 \$	172 \$	57 \$
Juste valeur des actifs des régimes .....	(143)	(4)	(126)	(4)	(135)	(5)
Passif net.....	45 \$	54 \$	31 \$	49 \$	37 \$	52 \$

## Obligations au titre des prestations définies

Les variations des obligations au titre des prestations définies pour les exercices clos les 31 décembre s'établissent comme suit :

(EN MILLIONS)	2019		2018		2017	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Solde au début de l'exercice .....	157 \$	53 \$	172 \$	57 \$	158 \$	53 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice.....	3	1	3	2	3	1
(Recouvrement) coût des services passés.....	—	—	—	—	(1)	—
Charge d'intérêts.....	7	3	7	3	7	3
Pertes (profits) de réévaluation						
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses démographiques.....	1	—	(1)	—	1	(2)
Écarts actuariels découlant de changements dans les hypothèses financières.....	25	3	(9)	(4)	7	3
Ajustements liés à l'expérience .....	—	—	1	(1)	—	1
Prestations versées.....	(8)	(2)	(9)	(2)	(7)	(2)
Écarts de change .....	3	—	(7)	(2)	4	—
Solde à la fin de l'exercice.....	<b>188 \$</b>	<b>58 \$</b>	<b>157 \$</b>	<b>53 \$</b>	<b>172 \$</b>	<b>57 \$</b>

On estime à 12 millions \$ les cotisations de l'employeur à faire aux régimes à prestations définies pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

## Juste valeur des actifs des régimes

La juste valeur des actifs des régimes pour les exercices clos les 31 décembre a varié de la manière suivante :

(EN MILLIONS)	2019		2018		2017	
	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel	Régimes de retraite à prestations définies	Autres régimes d'avantages du personnel
Solde au début de l'exercice .....	126 \$	4 \$	135 \$	5 \$	119 \$	5 \$
Produits d'intérêts.....	5	—	5	—	5	—
Rendement des actifs des régimes.....	15	—	(5)	(1)	8	—
Cotisations de l'employeur .....	2	2	5	2	5	2
Regroupements d'entreprises...	—	—	—	—	—	—
Prestations versées.....	(8)	(2)	(9)	(2)	(7)	(2)
Écarts de change .....	3	—	(5)	—	5	—
Solde à la fin de l'exercice.....	<b>143 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>126 \$</b>	<b>4 \$</b>	<b>135 \$</b>	<b>5 \$</b>

Les actifs des régimes aux 31 décembre se répartissaient comme suit :

(EN POURCENTAGE)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Catégorie d'actif :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	2	2
Titres de capitaux propres .....	52	47
Titres de créance .....	<u>46</u>	<u>51</u>
	<u>100</u>	<u>100</u>

### 31. FILIALES FAISANT APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE

Les tableaux suivants présentent les informations financières résumées consolidées relatives à Énergie Brookfield, Actions privilégiées ERB et Finco :

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de portefeuille <sup>1, 2</sup>	Autres filiales société de portefeuille <sup>1, 3</sup>	Ajustements de consoli- dation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Au 31 décembre 2019 :</b>							
Actifs courants .....	32 \$	408 \$	1 832 \$	133 \$	3 230 \$	(4 161) \$	1 474 \$
Actifs non courants .....	5 428	251	2	25 068	34 500	(31 032)	34 217
Passifs courants .....	40	7	24	3 918	1 852	(4 163)	1 678
Passifs non courants .....	—	—	1 801	300	14 440	(659)	15 882
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	—	—	—	—	8 742	—	8 742
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield .....	—	—	—	3 315	—	—	3 315
Actions privilégiées	—	597	—	—	—	—	597
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	833	—	—	844	—	(844)	833
<b>Au 31 décembre 2018 :</b>							
Actifs courants .....	32 \$	389 \$	1 631 \$	93 \$	3 639 \$	(3 823) \$	1 961 \$
Actifs non courants .....	5 208	239	1	24 078	32 433	(29 817)	32 142
Passifs courants .....	38	6	21	3 096	2 351	(3 823)	1 689
Passifs non courants .....	—	—	1 607	798	13 445	(642)	15 208
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	—	—	—	—	8 129	—	8 129
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield .....	—	—	—	3 252	—	—	3 252
Actions privilégiées .....	—	568	—	—	—	—	568
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	707	—	—	718	—	(718)	707

<sup>1)</sup> Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>2)</sup> Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et Brookfield BRP Europe Holdings Limited, collectivement les « entités de portefeuille ».

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

<sup>4)</sup> Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield <sup>1</sup>	Actions privilégiées ERB	Finco	Entités de portefeuille <sup>1, 2</sup>	Autres filiales société de portefeuille <sup>1, 3</sup>	Ajustements de consoli- dation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019</b>							
<b>Produits .....</b>	— \$	— \$	— \$	2 \$	2 979 \$	(1) \$	<b>2 980 \$</b>
<b>Résultat net.....</b>	<b>10</b>	—	<b>(4)</b>	<b>(156)</b>	2 190	<b>(1 767)</b>	<b>273</b>
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	2 983 \$	(1) \$	2 982 \$
Résultat net .....	62	7	(1)	(25)	1 305	(945)	403
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	2 625 \$	— \$	2 625 \$
Résultat net .....	(4)	10	(1)	(435)	631	(150)	51

<sup>1)</sup> Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

<sup>2)</sup> Comprennent les entités de portefeuille.

<sup>3)</sup> Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les entités de portefeuille.

<sup>4)</sup> Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 14, « Emprunts », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 15, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

### 32. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après la clôture de l'exercice, Énergie Brookfield a annoncé une proposition non contraignante visant l'acquisition de toutes les actions ordinaires de catégorie A en circulation de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »), autres que celles déjà détenues par Énergie Brookfield et ses sociétés affiliées (l'« opération proposée »). Énergie Brookfield et ses sociétés affiliées détiennent actuellement une participation d'environ 62 % dans TerraForm Power. Aux termes de l'opération proposée, chaque action ordinaire de catégorie A de TerraForm Power serait acquise en contrepartie d'actions de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») équivalant à 0,36 part de société en commandite (sous réserve d'un ajustement au prorata pour tenir compte de la distribution spéciale), et l'acquisition serait conclue parallèlement à la distribution spéciale. L'opération ne peut être effectuée que sous réserve de l'approbation du comité spécial de TerraForm Power et de la majorité des actionnaires de TerraForm Power qui ne font pas partie du groupe d'Énergie Brookfield ainsi que des autres approbations habituelles.

**BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.**

[bep.brookfield.com](http://bep.brookfield.com)

NYSE: BEP  
TSX: BEP.UN