

# Brookfield Renewable Partners L.P.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS AUDITÉS ET  
RAPPORT DE GESTION CONNEXE RETRAITÉS  
DE 2019

# Rapport de gestion de Brookfield Renewable Partners L.P. et de TerraForm Power, Inc.

---

Le présent rapport de gestion porte sur la situation financière au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 et les résultats d'exploitation pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 qui sont préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). L'information présentée dans le présent rapport de gestion doit être lue avec les états financiers consolidés audités des activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« BEP ») au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019.

Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield » et « la société en commandite » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées, y compris TerraForm Power, Inc. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management ») ou collectivement avec ses filiales, à l'exception d'Énergie Brookfield, « Brookfield ». Sauf indication contraire, « TerraForm Power » désigne TerraForm Power, Inc. (ou l'entité issue du regroupement).

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, les actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») détenues par le public et Brookfield (les « actions échangeables »), les parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (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, des actions 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 rubrique « Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Le 30 juillet 2020, la société en commandite a effectué une distribution spéciale d'actions échangeables aux porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « distribution spéciale »). Se reporter au prospectus déposé auprès de SEDAR et de la SEC le 29 juin 2020 pour de plus amples détails sur la distribution spéciale.

Le 31 juillet 2020, la société en commandite et BEPC ont réalisé l'acquisition de la totalité des actions ordinaires de catégorie A en circulation (les « actions de TERP » de TerraForm Power, à l'exception de la tranche d'environ 62 % des actions de TERP déjà détenue par la société en commandite et ses sociétés affiliées (l'« acquisition de TERP »)). Conformément à la convention de réorganisation dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public avait le droit de recevoir 0,47625 action échangeable ou 0,47625 part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 37 035 241 actions échangeables et de 4 034 469 parts de société en commandite.

Simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec une société affiliée contrôlée de Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à Énergie Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation. Le transfert de contrôle de TerraForm Power à Énergie Brookfield est considéré comme une transaction entre des entités sous contrôle commun et a été évalué en fonction de la valeur comptable de la participation de Brookfield dans TerraForm Power. Les résultats combinés de TerraForm Power qui n'étaient pas détenus par Énergie Brookfield ont été présentés à titre de participations ne donnant pas le contrôle à Énergie Brookfield de façon rétrospective à partir du 17 octobre 2017, ce qui correspond à toutes les périodes historiques au cours desquelles TerraForm Power était sous contrôle commun.

Énergie Brookfield vise un rendement total de 12 % à 15 % par an sur les actifs qu'elle détient, évalués à long terme. Énergie Brookfield a l'intention de générer ce rendement à même des rentrées de trésorerie tirées de ses activités et de la croissance générée par les investissements en mises à niveau et expansions de sa base d'actifs ainsi qu'au moyen d'acquisitions.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles d'Énergie Brookfield ainsi qu'une description des mesures financières non conformes aux IFRS qui ont été utilisées pour expliquer les résultats financiers présentés aux présentes se trouvent à la rubrique « 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 rubrique « Revue du rendement financier selon des données au prorata – Information sectorielle – 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 rubrique « Mise en garde concernant l'information prospective ».

Sauf indication contraire, tous les montants présentés en dollars sont exprimés en millions de dollars américains. Les symboles « \$ », « R\$ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au réal et au peso colombien.

# 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
	<i>Tel qu'ajusté<sup>1</sup></i>	<i>Tel qu'ajusté<sup>1</sup></i>	<i>Tel qu'ajusté<sup>1</sup></i>
Produits.....	<b>3 971 \$</b>	3 797 \$	2 772 \$
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(1 263)</b>	(1 273)	(1 023)
Coûts de service de gestion.....	<b>(135)</b>	(94)	(86)
Charge d'intérêts .....	<b>(1 001)</b>	(973)	(685)
Change et (perte) profit sur les instruments financiers .....	<b>(36)</b>	37	(89)
Charge d'amortissement.....	<b>(1 271)</b>	(1 151)	(847)
(Charge) recouvrement d'impôt .....	<b>(43)</b>	343	(69)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	<b>80</b>	583	4
	Taux de change moyen de conversion en \$ US		
\$ CA.....	<b>1,33</b>	1,30	1,30
€.....	<b>0,89</b>	0,85	0,89
R\$.....	<b>3,95</b>	3,65	3,19
COP.....	<b>3 280</b>	2 956	2 951

<sup>1)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

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

Les produits se sont élevés à 3 971 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, ce qui représente une augmentation de 174 millions \$ par rapport à l'exercice précédent. Sur une base comparable et en devises constantes, les produits ont augmenté de 108 millions \$, sous l'effet surtout de la hausse des prix réalisés moyens attribuable aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux démarches d'établissement de contrats commerciaux et à la hausse des prix du marché sur nos volumes non visés par contrat en Colombie, ce qui a représenté une augmentation des produits de 96 millions \$. La hausse de la production a augmenté les produits de 12 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent en raison des conditions hydrologiques supérieures à la moyenne aux États-Unis pendant le premier semestre de l'exercice; cette hausse a été en partie contrebalancée par de moins bonnes conditions hydrologiques au Canada. Les variations de change ont eu une incidence négative de 170 millions \$ sur les produits étant donné le raffermissement du dollar américain. L'augmentation des produits de 280 millions \$ provenant des centrales acquises et mises en service récemment a été contrebalancée en partie par la diminution des produits de 44 millions \$ attribuable aux ventes d'actifs réalisées dernièrement.

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

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

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

La charge d'impôt de 43 millions \$ en 2019 en regard d'un recouvrement d'impôt de 343 millions \$ pour l'exercice précédent, car l'exercice précédent avait été favorisé 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 et un recouvrement d'impôt différé lié à la comptabilisation des reports prospectifs de pertes d'exploitation aux États-Unis.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est élevé à 80 millions \$ en 2019, comparativement à 583 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 3 797 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ce qui représente une augmentation de 1 025 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille, grâce aux dernières centrales acquises et mises en service, s'est traduite par un apport de 950 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 \$ pour l'exercice précédent. L'apport provenant du portefeuille sur une base comparable a augmenté les produits de 83 millions \$. La hausse des prix réalisés moyens, qui a augmenté les produits de 213 millions \$, 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 92 millions \$ en raison du retour à la normale des conditions hydrologiques dans l'État de New York et au Canada où la production qui 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 1 273 millions \$ représentent une hausse de 250 millions \$ soutenue par la croissance de notre portefeuille, qui a ajouté 248 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 94 millions \$ représentent une augmentation de 8 millions \$ attribuable à la croissance de notre entreprise.

La charge d'intérêts s'est établie à 973 millions \$, soit une augmentation de 288 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 312 millions \$.

La charge d'amortissement s'est élevée à 1 151 millions \$, soit une augmentation de 304 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 recouvrement d'impôt de 343 millions \$ en 2018 en regard d'une charge d'impôt de 69 millions \$ en 2017, car l'exercice considéré avait été favorisé 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 et un recouvrement d'impôt différé lié à la comptabilisation des reports prospectifs de pertes d'exploitation aux États-Unis.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts s'est chiffré à 583 millions \$ en 2018, contre 4 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

# 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 audités aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)

	<b>2019</b>	2018
	<i>Tel qu'ajusté<sup>1</sup></i>	<i>Tel qu'ajusté<sup>1</sup></i>
Actifs détenus en vue de la vente.....	<b>352 \$</b>	920 \$
Actifs courants .....	<b>2 020</b>	2 458
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	<b>937</b>	684
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	<b>41 055</b>	38 177
Total de l'actif.....	<b>46 196</b>	43 508
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....	<b>137</b>	533
Emprunts de la société mère .....	<b>2 100</b>	2 328
Emprunts sans recours .....	<b>15 200</b>	14 218
Passifs d'impôt différé .....	<b>4 855</b>	4 355
Total du passif et des capitaux propres .....	<b>46 196</b>	43 508
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA .....	<b>1,30</b>	1,36
€ .....	<b>0,89</b>	0,87
R\$.....	<b>4,03</b>	3,87
COP.....	<b>3 277</b>	3 250

<sup>1)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

### 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.

## Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 41,1 milliards \$ au 31 décembre 2019, contre 38,2 milliards \$ au 31 décembre 2018. L'augmentation des immobilisations corporelles de 2,9 milliards \$ est principalement attribuable à une réévaluation annuelle de 2,4 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 portefeuille de production décentralisée aux États-Unis d'une puissance 320 MW et d'un actif éolien en exploitation en Asie d'une puissance de 410 MW a eu pour effet d'augmenter les immobilisations corporelles de 1,3 milliard \$ 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 464 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 407 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 1,3 milliard \$ 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 49 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'obligations vertes 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 30, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités de 2019 d'Énergie Brookfield.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 30, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés annuels audités.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield, en vertu desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil, en Europe et en Asie. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires 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 inclut les comptes de ces entités 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 audités 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>	534 \$	601 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	<b>1</b>	7	6
	<b>559 \$</b>	541 \$	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) \$
<b>Charge d'intérêts</b>			
Emprunts .....	<b>(7) \$</b>	(13) \$	— \$
Désactualisation du solde des contrats .....	<b>(8)</b>	—	—
	<b>(15) \$</b>	(13) \$	— \$
<b>Coûts de service de gestion.....</b>	<b>(135) \$</b>	(94) \$	(86) \$

<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 se sont élevés 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 .....	93 \$	63 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	10	11
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield .....	36	35
		<b>139 \$</b>	<b>109 \$</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 commandite dépassent les niveaux cibles. Dans la mesure où les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative au 31 décembre 2019 est alors de 15 % des distributions au-delà de ce seuil. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,4225 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative est alors de 25 % des distributions au-delà de ce seuil. Des distributions incitatives de 50 millions \$ ont été déclarées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019 (40 millions \$ en 2018).

Après la réalisation de la distribution spéciale, les seuils utilisés pour calculer les droits aux distributions incitatives de Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, ont été réduits à respectivement 0,300 \$ et 0,338 \$ au versement de la distribution spéciale pour lui donner effet. Pour des renseignements supplémentaires, se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion.

## **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 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 \$). 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, 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 reclasser leurs parts 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 %.

Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (les « parts privilégiées ») d'Énergie Brookfield ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré des porteurs. Au 31 décembre 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 privilégiées 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 de ses parts privilégiées. 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 privilégiée n'a été rachetée en 2019 dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

En juillet 2020, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts privilégiées en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021 ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries de ses parts privilégiées. Les porteurs de parts privilégiées peuvent obtenir sans frais une copie de l'avis d'intention en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part privilégiée n'a été rachetée en 2019 ou après le 31 décembre 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 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 %.

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

Au 31 décembre 2019, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite 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 commandite (289 641 parts de société en commandite en 2018) dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 6 millions \$ (8 millions \$ en 2018).

Après le 31 décembre 2019, 100 352 parts de société en commandite additionnelles ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 4 millions \$.

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 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.

Le 3 juin 2020, certaines sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 10 236 000 parts de société en commandite au prix de 48,85 \$ par part de société en commandite, pour un produit brut de 500 millions \$. Énergie Brookfield n'a vendu aucune part de société en commandite dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement des parts de société en commandite. Compte tenu du placement secondaire de parts de société en commandite susmentionné, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management était de 175 491 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, soit environ 57 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral.

Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a réalisé la « distribution spéciale », selon laquelle les porteurs de parts de société en commandite inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite qu'ils détenaient. Immédiatement avant la distribution spéciale, Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu des actions échangeables par voie d'une distribution par Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), des actions échangeables à tous ses porteurs de parts, soit la distribution de BRELP. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales (autres que les entités faisant partie d'Énergie Brookfield) ont reçu approximativement 33,1 millions d'actions échangeables et ii) Brookfield Renewable Partners L.P. a reçu approximativement 44,7 millions d'actions échangeables, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts de société en commandite, y compris Brookfield, dans le cadre de la distribution spéciale.

Le 31 juillet 2020, par suite de la distribution spéciale, BEPC a conclu l'acquisition de TerraForm Power en vertu de laquelle Énergie Brookfield et BEPC ont acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power (les « actions ordinaires de TERP ») émises dans le public contre 4 034 469 parts de société en commandite et 37 035 241 actions échangeables. La participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management par suite de l'acquisition de TerraForm Power représentait environ 51,5 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield Asset Management détenait, par suite de l'acquisition de TerraForm Power, une participation directe de société en commandite de 25 %. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de TerraForm Power, se reporter à la note 34, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

Après le 31 décembre 2019, les porteurs d'actions échangeables de BEPC ont échangé 85 164 actions échangeables contre des parts de société en commandite d'un montant de 1 million \$ au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020.

Le 13 octobre 2020, certaines sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 4 663 250 actions échangeables au prix de 80,20 \$ CA (60,06 \$) chacune, pour un produit brut de 374 millions \$ CA (285 millions \$). Énergie Brookfield n'a vendu aucune action échangeable dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement des actions échangeables. Compte tenu du placement secondaire d'actions échangeables susmentionné, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

# 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 « 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	98	96	(87)	15
Europe.....	904	677	996	764	95	73	67	57	48	38	(11)	8
Brésil.....	630	626	647	645	37	42	28	33	19	24	1	1
Asie.....	291	160	290	153	20	12	16	8	10	5	6	4
	<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>175</b>	<b>163</b>	<b>(91)</b>	<b>28</b>
Énergie solaire.....	949	753	978	724	183	146	162	117	107	73	(4)	39
Accumulation et divers .....	374	519	—	—	87	85	41	49	27	32	1	(2)
Siège social .....	—	—	—	—	—	—	10	(16)	(268)	(263)	(290)	(264)
<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>(103)\$</b>	<b>80 \$</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
Amérique du Nord										
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 sur les fonds provenant des activités (24 millions \$ et 670 GWh).

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

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

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

### Amérique du Nord

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

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 102 millions \$ en regard de celle de l'exercice précédent en raison de la hausse de la charge d'amortissement attribuable à la croissance de notre portefeuille et 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 des dernières acquisitions conclues s'est traduite par un ajout de 199 GWh à la production et de 13 millions \$ aux fonds provenant des activités, déduction faite des ventes d'actifs. Compte non tenu d'un profit de 8 millions \$ sur la vente d'un projet de développement au Royaume-Uni réalisé au cours de l'exercice précédent, les fonds provenant des activités ont augmenté de 5 millions \$ surtout du fait des ressources plus favorables, des mesures de réduction des coûts d'exploitation et de la réduction des coûts d'intérêts en raison de l'optimisation de la structure du capital.

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

### Brésil

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

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

## Asie

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités d'énergie éolienne en Asie se sont fixés à respectivement 10 millions \$ et 6 millions \$, en hausse comparativement à respectivement 5 millions \$ et 4 millions \$ pour l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à l'apport provenant de l'acquisition d'une capacité de 410 MW en Asie au cours de l'exercice (6 millions \$ et 123 GWh). 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
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	<b>978</b>	724
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	<b>949</b>	753
Produits.....	<b>183 \$</b>	146 \$
Autres produits.....	<b>17</b>	5
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(38)</b>	(34)
BAlIA ajusté.....	<b>162</b>	117
Charge d'intérêts .....	<b>(55)</b>	(45)
Fonds provenant des activités .....	<b>107 \$</b>	73 \$
Charge d'amortissement.....	<b>(65)</b>	(39)
Impôt différé et autres .....	<b>(46)</b>	5
Résultat net.....	<b>(4) \$</b>	39 \$

Les fonds provenant des activités de nos activités d'énergie solaire se sont établis à 107 millions \$, en hausse par rapport à 73 millions \$ pour l'exercice précédent du fait principalement de la croissance de nos activités, notamment en raison de l'acquisition par TerraForm Power d'un portefeuille de production décentralisée d'une puissance 322 MW et de l'apport pendant un exercice complet des dernières centrales acquises et mises en service.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts de nos activités d'énergie solaire s'est chiffrée à 4 millions \$, par rapport à un résultat net de 39 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)	<b>2019</b>	2018
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	<b>374</b>	519
Produits.....	<b>87 \$</b>	85 \$
Coûts d'exploitation directs .....	<b>(46)</b>	(36)
BAlIA ajusté.....	<b>41</b>	49
Charge d'intérêts .....	<b>(13)</b>	(17)
Impôt exigible .....	<b>(1)</b>	—
Fonds provenant des activités .....	<b>27 \$</b>	32 \$
Charge d'amortissement.....	<b>(23)</b>	(23)
Impôt différé et autres .....	<b>(3)</b>	(11)
Résultat net.....	<b>1 \$</b>	(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)
BAlIA ajusté.....	<b>10</b>	(16)
Coûts de service de gestion.....	<b>(116)</b>	(84)
Charge d'intérêts .....	<b>(92)</b>	(99)
Distributions <sup>1</sup> .....	<b>(70)</b>	(64)
Fonds provenant des activités .....	<b>(268)\$</b>	(263)\$
Impôt différé et autres .....	<b>(22)</b>	(1)
Perte nette.....	<b>(290)\$</b>	(264)\$

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

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

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

## 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	96	74	15	9
Europe .....	677	490	764	513	73	46	57	26	38	15	8	(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>163</b>	<b>105</b>	<b>28</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>73</b>	<b>2</b>	<b>39</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>(263)</b>	<b>(231)</b>	<b>(264)</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>80 \$</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)
BAlIA 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		BAlIA 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 \$	360 \$	360 \$	252 \$	248 \$	66 \$	6 \$
Canada.....	5 063	5 912	64	64	259	305	191	238	123	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 accumulions 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
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	4 731	2 777
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	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.....	1	(1)
Fonds provenant des activités .....	163 \$	105 \$
Charge d'amortissement.....	(182)	(122)
Impôt différé et autres.....	47	22
Résultat net.....	28 \$	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
Amérique du Nord										
États-Unis .....	1 613	658	76 \$	91 \$	76 \$	37 \$	36 \$	17 \$	30 \$	11 \$
Canada.....	1 100	1 107	88	91	81	82	60	57	(15)	(2)
	2 713	1 765	81	91	157	119	96	74	15	9
Europe .....	677	490	110	94	57	26	38	15	8	(15)
Brésil .....	626	278	69	94	33	22	24	16	1	11
Asie .....	160	—	66	—	8	—	5	—	4	—
Total .....	4 176	2 533	84 \$	92 \$	255 \$	167 \$	163 \$	105 \$	28 \$	5 \$

### Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités en Amérique du Nord s'étaient fixés à 96 millions \$ en 2018, comparativement à 74 millions \$ pour l'exercice précédent, grâce essentiellement à notre croissance. 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 6 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 de notre 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 nos dernières acquisitions conclues 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 23 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
<i>Production (GWh) – MLT</i> .....	724	53
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	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	(1)
Fonds provenant des activités .....	73 \$	2 \$
Charge d'amortissement.....	(39)	(4)
Impôt différé et autres .....	5	(3)
Résultat net.....	39 \$	(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 73 millions \$ et 39 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. 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
<i>Production (GWh) – réelle</i> .....	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 du secteur accumulation et divers avaient augmenté de 13 millions \$ en 2018. Cela s'explique par l'amélioration du rendement de notre centrale d'accumulation par pompage 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.....	(84)	(82)
Charge d'intérêts .....	(99)	(89)
Distributions <sup>1</sup> .....	(64)	(54)
Fonds provenant des activités .....	(263)\$	(231)\$
Impôt différé et autres .....	(1)	(5)
Perte nette.....	(264)\$	(236)\$

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

Les coûts de service de gestion totalisant 84 millions \$ en 2018 représentaient une augmentation de 2 millions \$ par rapport à ceux de l'exercice précédent, la croissance de notre entreprise ayant été en partie contrebalancée par une 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.

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 2019 :

(EN MILLIONS)	Attribuable aux porteurs de parts										Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1, 2</sup>	
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
	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	(79)	2 029	3 971
Autres produits.....	13	19	—	2	4	—	—	17	—	33	88	(8)	25	105
Coûts d'exploitation directs .....	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(38)	(46)	(23)	(665)	34	(632)	(1 263)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
BAIIA ajusté.....	632	181	144	163	67	28	16	162	41	10	1 444	—	1 449	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)	—	(19)	(135)
Charge d'intérêts.....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(55)	(13)	(92)	(466)	13	(548)	(1 001)
Impôt exigible.....	(7)	(11)	(9)	1	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(31)	2	(41)	(70)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(12)	(27)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(829)	(829)
Fonds provenant des activités .....	469	150	101	98	48	19	10	107	27	(268)	761	—	—	
Charge d'amortissement .....	(227)	(84)	(21)	(150)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(643)	13	(643)	(1 273)
Change et perte sur les instruments financiers.....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	(2)	(5)	(37)
Recouvrement d'impôt différé ..	(27)	4	(4)	—	10	—	—	1	—	46	30	—	(3)	27
Divers .....	(76)	(6)	(2)	(33)	(12)	2	—	(48)	—	(46)	(221)	9	(61)	(273)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(4)	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	716	716
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup> .....	150	59	72	(87)	(11)	1	6	(4)	1	(290)	(103)	—	—	(103)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 29 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 113 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

<sup>2)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

<sup>3)</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 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts										Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Selon les IFRS <sup>1,2</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 .....	893	244	216	219	73	42	12	146	85	—	1 930	(76)	1 943	3 797
Autres produits .....	12	5	4	2	11	—	—	5	—	7	46	—	29	75
Coûts d'exploitation directs .....	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	27	(647)	(1 273)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	22	71
BAIIA ajusté .....	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	—	1 347	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)	(84)	—	(10)	(94)
Charge d'intérêts .....	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	14	(501)	(973)
Impôt exigible .....	(4)	(9)	(2)	2	(2)	—	1	1	—	—	(13)	1	(20)	(32)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	—	(38)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(10)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(806)	(806)
Fonds provenant des activités .....	443	142	86	96	38	24	5	73	32	(263)	676	—	—	—
Charge d'amortissement .....	(231)	(136)	(18)	(124)	(43)	(13)	(2)	(39)	(23)	(2)	(631)	13	(533)	(1 151)
Change et perte sur les instruments financiers .....	(1)	(1)	7	30	9	(10)	3	(15)	(2)	—	20	(1)	18	37
Charge d'impôt différé .....	(1)	1	18	43	2	—	—	36	—	24	123	—	252	375
Divers .....	(21)	(3)	(6)	(30)	2	—	(2)	(16)	(9)	(23)	(108)	1	(99)	(206)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	(5)	(18)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	367	367
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup> .....	189	3	87	15	8	1	4	39	(2)	(264)	80	—	—	80

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 28 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 439 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

<sup>2)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

<sup>3)</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 :

(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, 2</sup>
	Hydroélectricité			Énergie éolienne									
	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	(51)	1 144	2 772
Autres produits .....	1	12	2	—	—	—	—	6	19	40	—	13	53
Coûts d'exploitation directs .....	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	21	(467)	(1 023)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ..	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30	5	35
BAIIA ajusté.....	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	—	695	
Coûts de service de gestion.....	—	—	—	—	—	—	—	—	(82)	(82)	—	(4)	(86)
Charge d'intérêts.....	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	13	(291)	(685)
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(14)	2	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(380)	(380)
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)	12	(321)	(848)
Change et perte sur les instruments financiers.....	(12)	(3)	(3)	1	(14)	—	(1)	—	(15)	(47)	—	(54)	(101)
Charge (recouvrement) d'impôt différé.....	(67)	2	(10)	28	5	—	1	—	16	(25)	—	(5)	(30)
Divers .....	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	—	(6)	(26)	—	6	(20)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ..	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	—	(12)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	374	374
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</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 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 6 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> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

<sup>3)</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 pour les exercices indiqués :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017	2016	2015
Résultat net attribuable aux éléments suivants :					
Capitaux propres des commanditaires.....	(88) \$	23 \$	(49) \$	(46) \$	(2) \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	50	41	29	19	8
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(65)	16	(36)	(38)	(3)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts.....	(103) \$	80 \$	(56) \$	(65) \$	3 \$
Charge d'amortissement .....	643	631	539	540	462
Change et perte (profit) sur les instruments financiers.....	30	(20)	47	(4)	8
Charge d'impôt différé.....	(30)	(123)	25	(78)	(78)
Divers .....	221	108	26	26	72
Fonds provenant des activités .....	761 \$	676 \$	581 \$	419 \$	467 \$
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.....	31	13	18	19	15
Charge d'intérêts.....	466	486	407	402	346
Coûts de service de gestion.....	116	84	82	62	48
BAIIA ajusté au prorata .....	1 444 \$	1 323 \$	1 142 \$	942 \$	907 \$
Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle .....	1 449	1 347	695	557	317
BAIIA ajusté consolidé.....	2 893 \$	2 670 \$	1 837 \$	1 499 \$	1 224 \$

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

	2019	2018	2017	2016	2015
Résultat par part de société en commandite <sup>1</sup> .....	(0,40) \$	0,10 \$	(0,22) \$	(0,23) \$	(0,01) \$
Charge d'amortissement .....	1,65	1,62	1,41	1,47	1,31
Change et perte (profit) sur les instruments financiers.....	0,08	(0,05)	0,12	(0,01)	0,02
Charge d'impôt différé.....	(0,08)	(0,32)	0,07	(0,21)	(0,22)
Divers .....	0,71	0,38	0,13	0,12	0,22
Fonds provenant des activités par porteurs de parts <sup>2</sup> .....	1,96 \$	1,73 \$	1,51 \$	1,14 \$	1,32 \$

<sup>1)</sup> Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, le nombre moyen de parts de société en commandite en circulation s'élevait à 178,9 millions (180,2 millions en 2018, 173,5 millions en 2017, 166,8 millions en 2016 et 143,2 millions en 2015). Le résultat net par part de société en commandite a été ajusté pour refléter l'effet dilutif de la distribution spéciale. Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

<sup>2)</sup> Le nombre moyen de parts en circulation, ajusté pour tenir compte de la distribution spéciale comme si elle avait eu lieu avant les périodes présentées, s'est établi à 389,0 millions pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (390,4 millions en 2018, 383,6 millions en 2017, 366,5 millions en 2016 et 353,4 millions en 2015), ce qui comprend la participation de commandité, les parts rachetables/échangeables, les parts de société en commandite et les actions échangeables. Le nombre moyen de parts en circulation antérieur à la distribution spéciale pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 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).

## 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	2 151	2 074	2 061
	<u>11 976</u>	<u>8 692</u>	<u>6 597</u>	<u>6 520</u>	<u>6 507</u>
<b>Énergie éolienne</b>					
Amérique du Nord					
États-Unis.....	3 989	3 774	3 803	3 797	3 294
Canada.....	1 359	1 359	1 359	1 359	1 359
	<u>5 348</u>	<u>5 133</u>	<u>5 162</u>	<u>5 156</u>	<u>4 653</u>
Europe.....	1 285	1 266	1 266	1 256	1 196
Asie.....	423	423	423	423	423
	<u>7 056</u>	<u>6 822</u>	<u>6 851</u>	<u>6 835</u>	<u>6 272</u>
Énergie solaire.....	2 433	2 433	2 433	2 433	2 433
Production visée par contrat au prorata.....	21 465	17 947	15 881	15 788	15 212
Production non visée par contrat au prorata.....	1 144	4 662	6 728	6 821	7 397
	<u>22 609</u>	<u>22 609</u>	<u>22 609</u>	<u>22 609</u>	<u>22 609</u>
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata.....	95 %	79 %	69 %	69 %	66 %
Prix par MWh – production totale au prorata.....	77 \$	84 \$	90 \$	90 \$	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 15 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 (40 %), sociétés de distribution (25 %), utilisateurs industriels (19 %) et Brookfield (16 %).

# 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> .....	—	—	15 227	14 266
	1 808	1 613	17 035	15 879
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>4</sup> .....	—	—	4 689	4 225
Capitaux propres				
Participation ne donnant pas le contrôle.....	—	—	11 086	10 289
Actions privilégiées.....	597	568	597	568
Parts de société en commandite privilégiées.....	833	707	833	707
Capitaux propres attribuables aux porteurs de parts.....	7 964	7 838	7 964	7 838
Total de la structure du capital .....	11 202 \$	10 726 \$	42 204 \$	39 506 \$
Ratio d'endettement.....	16 %	15 %	40 %	40 %

<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 119 millions \$ (102 millions \$ en 2018) et 92 millions \$ (54 millions \$ en 2018) de 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 :

	2019			2018		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt %	Durée (en années)	Total	Taux d'intérêt %	Durée (en années)	Total
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
Emprunts de la société mère						
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
Emprunts sans recours au prorata <sup>2</sup>						
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
			<u>9 281 \$</u>			<u>9 037 \$</u>
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties.....						
			(46)			(48)
			<u>9 235</u>			<u>8 989</u>
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.....						
			(431)			(1 972)
Participations ne donnant pas le contrôle.....						
			8 496			3 701
Selon les états financiers IFRS.....						
			<u>17 300 \$</u>			<u>10 718 \$</u>

<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.....	211	195	181	164	146	694	1 591
Énergie éolienne.....	72	70	66	58	52	185	503
Énergie solaire.....	44	56	50	45	39	193	427
Accumulation et divers.....	13	13	6	8	10	7	57
	340	334	303	275	247	1 079	2 578
Total.....	422	417	379	344	316	1 530	3 408

<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.

## DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

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

Pour financer des projets de développement et des acquisitions d'envergure, nous évaluons diverses sources de capitaux, y compris le produit de la vente d'entreprises bien établies, en plus de mobiliser des fonds sur les marchés boursiers au moyen d'émissions de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt et d'actions privilégiées. En outre, la société dispose de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 2,15 milliards \$ destinées aux placements et aux acquisitions et pour financer la composante capitaux propres des initiatives de croissance interne. Les facilités ne constituent pas une source permanente de capitaux, mais ont toujours plutôt servi de crédit-relais en attendant le montage d'une stratégie de financement à long terme.

## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :			
Activités d'exploitation.....	1 554 \$	1 286 \$	616 \$
Activités de financement.....	(402)	(684)	944
Activités d'investissement.....	(1 211)	(1 077)	(860)
(Perte) profit de change sur la trésorerie.....	(6)	(22)	4
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.....	(65) \$	(497) \$	704 \$

### Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 se sont établis à 1 554 millions \$, par rapport à 1 286 millions \$ en 2018. L'augmentation de 268 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 1 286 millions \$ par rapport à 616 millions \$ en 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 et le règlement de la distribution spéciale en espèces aux porteurs d'actions de TerraForm Power (la « distribution spéciale de TerraForm Power ») au cours du trimestre correspondant 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)	2019	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants.....	(66) \$	(122) \$	(35) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs.....	17	(18)	(45)
Autres actifs et passifs.....	(4)	46	(9)
Règlement de la distribution spéciale de TerraForm Power.....	—	—	(285)
	(53) \$	(94) \$	(374) \$

## Activités de financement

Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 402 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Nous avons émis des parts privilégiées de série 15 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 4,3 milliards \$, y compris des financements d'un montant de 600 millions \$ CA par voie d'émission d'obligations vertes de la société mère effectués au Canada, contrebalancée par des remboursements de 3,8 milliards \$ réalisés au cours de l'exercice, y compris le rachat anticipé des billets à moyen terme de série 7 (450 millions \$ CA) venant à échéance en 2020, portant la durée moyenne jusqu'à l'échéance des billets à moyen terme à 10 ans. Nous avons conclu la vente d'une participation additionnelle de 25 % ne donnant pas le contrôle dans un portefeuille regroupant certains actifs hydroélectriques au Canada au cours du premier trimestre de 2019, pour un produit de 268 millions \$, afin de soutenir notre croissance et de recycler des capitaux au moyen d'occasions plus rentables. En 2019, les distributions qui ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, se chiffrent à 844 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 d'Énergie Brookfield se sont établies à 684 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,65 \$ par part d'Énergie Brookfield (ajustées pour la distribution spéciale), soit une hausse de 5 % par part 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 684 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. 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 670 millions \$ ont été versées aux participations ne donnant pas le contrôle de nos filiales en exploitation, desquelles un montant de 251 millions \$ était attribuable à la croissance de notre portefeuille.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield s'établissaient à 643 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,57 \$ par part (ajustées pour la distribution spéciale), soit une hausse de 5 % par part 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 944 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Au cours de l'exercice, nous avons contracté 3,3 milliards \$ de dette à long terme et en avons remboursé 3,1 milliards \$, pour un emprunt net de 218 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 1 318 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 543 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 d'Énergie Brookfield s'étaient élevées à 591 millions \$. Nous avons porté nos distributions à 1,50 \$ par part (ajustées pour la distribution spéciale), soit une hausse de 5 % par part 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 1 211 millions \$. Au cours du quatrième trimestre de 2019, nous avons investi un montant de 144 millions \$ dans nos participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, notamment dans la création d'une coentreprise à parts égales visant X-Elio. Cet investissement a été en partie financé par le produit tiré de la vente conclue de cinq projets sur les six qui composaient le portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire en Afrique du Sud ainsi que d'actifs éoliens en Europe d'une puissance de 191 MW. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles a atteint 460 millions \$. La trésorerie affectée à l'acquisition d'un portefeuille d'énergie éolienne en Inde d'une puissance de 210 MW, une centrale d'énergie éolienne en Chine d'une puissance de 200 MW et une centrale de production d'énergie solaire décentralisée aux États-Unis d'une puissance de 320 MW a totalisé 983 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise.

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

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement avaient totalisé 860 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. L'acquisition de TerraForm Power, de TerraForm Global et d'une centrale éolienne en Irlande ainsi que de notre placement dans un portefeuille de centrales d'accumulation en Europe avait totalisé 935 millions \$, déduction faite de la trésorerie acquise. Notre investissement continu dans nos immobilisations corporelles avait atteint 357 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>Pro Forma<sup>1</sup></b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Actions privilégiées de catégorie A<sup>2</sup></b> .....	<b>31 035 967</b>	<b>31 035 967</b>	31 035 967
<b>Parts privilégiées<sup>3</sup></b>			
Solde au début de l'exercice .....	44 885 496	37 885 496	27 885 496
Émission .....	8 000 000	7 000 000	10 000 000
Solde à la fin de l'exercice .....	52 885 496	44 885 496	37 885 496
<b>Participation de commandité</b> .....	<b>2 651 506</b>	<b>2 651 506</b>	2 651 506
<b>Parts de société en commandite rachetables/échangeables</b> .....	<b>129 658 623</b>	<b>129 658 623</b>	129 658 623
<b>Actions échangeables</b> .....	<b>114 792 786</b>	—	—
<b>Parts de société en commandite</b>			
Solde au début de l'exercice .....	178 977 800	178 821 204	180 388 361
Émises dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Power .....	4 034 469	—	—
Régime de réinvestissement des distributions.....	100 352	176 596	289 641
Émises au moment de l'échange des actions échangeables .....	85 164	—	—
Rachat pour annulation .....	—	(20 000)	(1 856 798)
Solde à la fin de l'exercice .....	183 197 785	178 977 800	178 821 204
<b>Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral<sup>4</sup></b> .....	<b>427 649 194</b>	<b>308 636 423</b>	308 479 827

<sup>1)</sup> Les actions et les parts en circulation sont ajustées au pro forma pour refléter les transactions effectuées jusqu'au 30 septembre 2020, y compris les 8 000 000 de parts privilégiées de série 17 émises le 24 février 2020, les 77 842 712 actions échangeables émises dans le cadre de la distribution spéciale effectuée le 30 juillet 2020 ainsi que les 37 035 241 actions échangeables, les 4 034 469 parts de société en commandite émises dans le cadre de l'acquisition de TerraForm Power le 31 juillet 2020 et toutes parts de société en commandite émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions ainsi que tout échange d'actions échangeables contre des parts de société en commandite jusqu'au 30 septembre 2020. Se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la date de clôture » du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements.

<sup>2)</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>3)</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>4)</sup> Les montants échangés intégralement supposent l'échange de toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions 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	844 \$	664 \$	543 \$	844 \$	670 \$	543 \$
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 <sup>1</sup>	Distribution annuelle <sup>1</sup>	Date d'entrée en vigueur de la distribution
Février 2015	0,09 \$	1,33 \$	Mars 2015
Février 2016	0,09 \$	1,42 \$	Mars 2016
Février 2017	0,08 \$	1,50 \$	Mars 2017
Février 2018	0,07 \$	1,57 \$	Mars 2018
Février 2019	0,08 \$	1,65 \$	Mars 2019
Février 2020	0,09 \$	1,74 \$	Mars 2020

<sup>1)</sup> Les montants des distributions ont été ajustés pour refléter l'effet dilutif de la distribution spéciale.

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 29, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés 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 718 millions \$ (686 millions \$ en 2018).

## DONNÉES FINANCIÈRES CHOISIES

Les données figurant à la présente rubrique, sauf les données d'exploitation, le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part présentés dans les tableaux ci-après, proviennent des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield aux 31 décembre 2019 et 2018, et pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017, et des notes annexes, et devraient être lus avec ceux-ci.

## 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	23 251	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
<b>Informations financières supplémentaires :</b>					
<b>Résultat net attribuable aux porteurs de parts<sup>1</sup></b>	<b>(103) \$</b>	<b>80 \$</b>	<b>(56) \$</b>	<b>(65) \$</b>	<b>3 \$</b>
<b>Résultat de base par part de société en commandite<sup>2</sup></b>	<b>(0,40)</b>	<b>0,10</b>	<b>(0,22)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>0,01</b>
BAIIA ajusté consolidé <sup>3, 4</sup>	2 893	2 670	1 837	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>	1,96	1,73	1,51	1,14	1,32
Distribution par part de société en commandite	1,65	1,57	1,50	1,42	1,33

<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 389,0 millions (390,4 millions en 2018, 383,6 millions en 2017, 366,5 millions en 2016 et 353,4 millions en 2015).

<sup>3)</sup> Ajusté pour refléter la distribution spéciale d'actions échangeables de BEPC en vigueur au 30 juillet 2020.

## ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

### ESTIMATIONS CRITIQUES ET JUGEMENTS CRITIQUES DANS L'APPLICATION DES MÉTHODES COMPTABLES

Les états financiers consolidés audités de Brookfield Renewable Partners L.P. aux 31 décembre 2019 et 31 décembre 2018 et pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2019 sont préparés conformément aux IFRS publiées par l'IASB. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », des états financiers consolidés audités n'est considérée comme une estimation comptable critique, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles, des instruments financiers et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, 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 la direction, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans le présent rapport de gestion. 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 » de notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F. L'interdépendance de ces facteurs empêche de qualifier 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.

Les facteurs de risque additionnels, autres que ceux décrits à la rubrique « Facteurs de risque » de notre plus récent rapport annuel sur formulaire 20-F, sont les suivants :

#### ***Risques liés à la pandémie de COVID-19***

La propagation rapide du virus de la COVID-19, dont l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré le 11 mars 2020 que cela constituait une pandémie, et les mesures prises à l'échelle mondiale en réponse à la COVID-19, ont perturbé de manière importante les activités commerciales internationales. Qui plus est, les activités du groupe Énergie Brookfield dépendent, dans une certaine mesure, de la libre circulation des biens, des services et des capitaux propres partout dans le monde, circulation qui a été considérablement restreinte en raison de la COVID-19. Le groupe Énergie Brookfield a mis en œuvre un plan d'intervention pour assurer le maintien de ses activités malgré l'écllosion du virus, y compris des précautions de sécurité supplémentaires en ce qui concerne son personnel, de même que des plans d'urgence en ce qui a trait à ses installations. Toutefois, le groupe Énergie Brookfield pourrait subir des répercussions directes ou indirectes de la pandémie, notamment des retards dans les projets de développement ou de construction dans le cadre de ses activités et il existe un certain risque que certaines des contreparties à ses contrats ne puissent pas respecter leurs obligations.

À ce jour, le groupe Énergie Brookfield n'a connu aucune incidence importante sur ses activités, sa situation financière, ses flux de trésorerie ou son rendement financier comparable à celle que bien d'autres entreprises ont pu connaître. Compte tenu de la nature évolutive et dynamique des circonstances entourant la COVID-19, il est difficile de prédire l'ampleur des répercussions de la COVID-19, notamment celles des mesures prises pour y faire face, sur l'économie mondiale et les activités du groupe Énergie Brookfield ou encore la durée des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des événements futurs, qui sont très incertains, en évolution rapide, et difficiles à prédire, notamment de nouvelles informations pouvant être rendues publiques concernant la gravité de la COVID-19 et de mesures qui peuvent être prises pour endiguer sa progression. Ces événements pourraient avoir une incidence défavorable sur les actifs, les passifs, les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie du groupe Énergie Brookfield.

Malgré ces conditions et risques, nos activités résistent bien, car nous sommes à la fois propriétaire, exploitant et investisseur dans l'un des secteurs les plus essentiels du monde. Nos produits proviennent principalement de contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables très diversifiées. La majorité de nos actifs peuvent être exploités à partir de centres de contrôle centralisés et nos exploitants à l'échelle mondiale ont mis en œuvre des plans d'urgence afin de veiller à ce que les activités opérationnelles ainsi que les programmes d'entretien et de dépenses d'investissement se poursuivent et soient perturbés le moins possible. Au 30 septembre 2020, nous affichons un bilan robuste, ainsi qu'une note de crédit de première qualité solide et des liquidités disponibles d'environ 3,3 milliards \$ tout en n'ayant aucune échéance importante au cours des cinq prochaines années.

## **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 audités 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 », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield. 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 t) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield.

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 audités pour de plus amples détails.

### **iii) Impôt différé**

Les états financiers consolidés audités 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 audités. 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 audités 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 audités 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 audités comme faisant partie des activités d'Énergie Brookfield.

### ii) Immobilisations corporelles

La méthode comptable traitant des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 j), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation », des états financiers consolidés audités d'Énergie Brookfield. 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.

### iii) Instruments financiers

La méthode comptable portant sur les instruments financiers d'Énergie Brookfield est décrite à la note 1 m), « Instruments financiers », de nos états financiers consolidés 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.

### iv) Impôt différé

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

## NOUVELLES NORMES COMPTABLES

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

## MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

En août 2020, l'IASB a publié une réforme des taux d'intérêt de référence modifiant IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (modifications de phase II), qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021. Nous prévoyons avoir terminé notre évaluation avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021. L'adoption de cette réforme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur Énergie Brookfield.

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

## ÉVALUATION DES CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances d'Énergie Brookfield, a évalué l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information financière, ainsi que des contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP au 31 décembre 2019. En se fondant sur cette évaluation, la direction a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information financière, ainsi que les contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP étaient appliqués avec efficacité au 31 décembre 2019.

Les contrôles et procédures, quelle que soit la qualité de sa conception, peuvent uniquement fournir une assurance raisonnable en ce qui concerne la fiabilité de l'information financière et la préparation des états financiers conformément aux IFRS ainsi qu'une assurance raisonnable que tous les problèmes liés aux contrôles ont été détectés. Par conséquent, les contrôles et procédures de communication de l'information financière, ainsi que les contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP sont efficaces pour fournir l'assurance raisonnable, et non l'assurance absolue, que les objectifs de ces contrôles et procédures sont atteints.

Nous n'avons pas tenu compte dans notre évaluation des contrôles et procédures de communication de l'information financière ainsi que des contrôles internes à l'égard de l'information financière de TerraForm Power, de laquelle nous avons acquis le contrôle le 31 juillet 2020, mais avons inclus dans notre périmètre de consolidation de manière rétrospective dans les présents états financiers à partir du 17 octobre 2017. Les états financiers de TerraForm Power sont composés de près de respectivement 25 % et 16 % de l'actif total et de l'actif net au 31 décembre 2019, et de 25 % des produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Aucun changement n'a été apporté aux contrôles internes à l'égard de l'information financière de BEP au cours du trimestre ou de l'exercice clos le 31 décembre 2019 qui a eu ou est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de BEP.

## ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

En février 2020, Énergie Brookfield, par l'entremise de sa filiale, TerraForm Power, a conclu l'acquisition d'un portefeuille de deux centrales d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance nominale combinée d'environ 100 MW à un prix d'achat total d'environ 117 millions € (environ 128 millions \$ en date de l'acquisition). Ces installations, dont la durée de vie réglementaire résiduelle est d'environ 19 ans, sont assujetties au cadre de réglementation sur les énergies renouvelables de l'Espagne.

En février 2020, Énergie Brookfield a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées, 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 %.

En mars 2020, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'actifs d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 278 MW et d'actifs d'énergie solaire en exploitation en Inde d'une puissance de 47 MW. La participation d'Énergie Brookfield dans les deux projets devrait s'élever à 25 %.

En mars 2020, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Thaïlande d'une puissance de 39 MW, pour un produit total de 94 millions \$. La participation de la société dans ce portefeuille était de 31 %.

En juin 2020, des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 10 236 000 parts de société en commandite au prix de 48,85 \$ chacune, pour un produit brut de 500 millions \$. Énergie Brookfield n'a vendu aucune part de société en commandite dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement des parts de société en commandite.

En août 2020, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 14 d'un montant en capital de 425 millions \$ CA (319 millions \$). Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux d'intérêt fixe de 3,33 % par année et viennent à échéance en août 2050. Les billets à moyen terme de série 14 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

En septembre 2020, Énergie Brookfield a remboursé les billets à moyen terme de série 8 d'un montant en capital de 400 millions \$ CA (304 millions \$) avant leur date d'échéance.

En septembre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 33 MW, pour un produit total de 25 millions \$. La participation d'Énergie Brookfield dans ce portefeuille était de 31 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, par l'entremise de sa filiale, TerraForm Power, a réalisé la vente d'une participation brute de 40 % dans un portefeuille éolien d'une puissance de 852 MW aux États-Unis pour un produit total de 264 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 178 millions \$).

En octobre 2020, Énergie Brookfield a conclu la vente d'un portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 47 MW, pour un produit de 140 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 55 millions \$). Énergie Brookfield détient une participation financière de 39 % et 100 % des droits de vote dans le portefeuille éolien en Irlande.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un portefeuille d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 1 200 MW en contrepartie d'environ 46 millions \$, qui devrait commencer ses activités commerciales au début de 2023. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a fait l'acquisition d'un portefeuille de prêts garanti par des actifs en exploitation d'une puissance de près de 2 500 MW de l'une des plus importantes sociétés financières non bancaires en Inde, pour une contrepartie d'environ 200 millions \$. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a investi la tranche finale de 400 millions \$ CA du montant en capital de 750 millions \$ CA qu'Énergie Brookfield avait convenu d'investir dans TransAlta Corporation au début de l'exercice 2019. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 4 663 250 actions échangeables au prix de 80,20 \$ CA (60,06 \$) chacune, pour un produit brut de 374 millions \$ CA (285 millions \$). Énergie Brookfield n'a vendu aucune action échangeable dans le cadre du placement et n'a tiré aucun produit du placement. Compte tenu du placement secondaire, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

En novembre 2020, Énergie Brookfield a racheté le contrat de location de sa centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW en contrepartie de 560 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 420 millions \$).

En novembre 2020, Énergie Brookfield a annoncé le fractionnement des parts de société en commandite en circulation d'Énergie Brookfield et des actions en circulation de BEPC à raison de trois pour deux.

Étant donné le caractère progressif et dynamique des circonstances entourant la COVID-19, il est difficile de prédire l'importance qu'auront les conséquences de cette maladie, y compris les mesures prises à ce sujet, sur l'économie mondiale et Énergie Brookfield, de même que la durée des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des événements futurs, qui sont très incertains, en évolution rapide, et difficiles à prédire, notamment de nouvelles informations pouvant être rendues publiques concernant la gravité de la COVID-19 et de mesures qui peuvent être prises pour endiguer sa progression. De tels développements pourraient nuire à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

### **Formation de BEPC et acquisition de TerraForm Power**

Le 29 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait un apport à BEPC se composant de ses actifs de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Colombie (sauf une participation de 10 % dans certaines activités brésiliennes et colombiennes, qui est toujours détenue indirectement par Énergie Brookfield). Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a effectué la distribution spéciale selon laquelle les porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite. Immédiatement avant la distribution spéciale, Énergie Brookfield a reçu des actions échangeables par voie d'une distribution de BRELP (la « distribution de BRELP ») des actions échangeables à tous ses porteurs de parts. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales ont reçu approximativement 33,1 millions d'actions échangeables et ii) Énergie Brookfield a reçu approximativement 44,7 millions d'actions échangeables, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts dans le cadre de la distribution spéciale. À la clôture de la distribution spéciale, i) les porteurs de parts de société en commandite émises dans le public détenaient approximativement 42,8 % des actions échangeables émises et en circulation, ii) Brookfield et ses sociétés affiliées détenaient approximativement 57,2 % des actions échangeables émises et en circulation, et iii) une filiale d'Énergie Brookfield détenait la totalité des actions à droits de vote multiples de catégorie B émises et en circulation, soit les actions de catégorie B, de BEPC qui représentent un bloc de 75,0 % de droits de vote dans BEPC, et la totalité des actions sans droit de vote de catégorie C émises et en circulation, soit les actions de catégorie C, de BEPC, ce qui donne à Énergie Brookfield le droit à la valeur résiduelle de BEPC après le paiement du montant intégral à verser aux porteurs d'actions échangeables et d'actions de catégorie B. Énergie Brookfield contrôlait directement et indirectement BEPC avant la distribution spéciale et continue de la contrôler depuis la distribution spéciale par l'intermédiaire de ses participations dans BEPC. Les actions échangeables sont cotées à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEPC ».

Les seuils utilisés pour calculer les droits aux distributions incitatives de Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, ont été réduits à respectivement 0,300 \$ et 0,338 \$ au versement de la distribution spéciale pour donner effet à celle-ci.

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm power »), aux termes de laquelle Énergie Brookfield a acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power qui n'étaient pas déjà détenues par Énergie Brookfield ou ses sociétés affiliées (les « actions de TerraForm Power émises dans le public »), soit une participation de 38 % dans TerraForm Power (l'« acquisition de TerraForm Power »). Conformément à l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public a reçu 0,47625 action échangeable de BEPC ou part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 37 035 241 actions échangeables et 4 034 469 parts de société en commandite. Après avoir tenu compte de la distribution spéciale et de l'acquisition de TerraForm Power, Brookfield et ses sociétés affiliées, y compris Énergie Brookfield en tant que détentrice d'actions échangeables et d'actions de catégorie B, détiennent environ 84,7 % des droits de vote dans BEPC. Les porteurs d'actions échangeables, autres que Brookfield et ses sociétés affiliées et Énergie Brookfield, détiennent environ 15,3 % de l'ensemble des droits de vote dans BEPC.

Concurremment à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield en vertu de laquelle celle-ci a convenu d'accorder à Énergie Brookfield un certain nombre de droits de vote, y compris le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de l'entité de Brookfield qui détient les actions de TerraForm Power. Par conséquent, d'un point de vue comptable, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation.

Par suite de l'acquisition de TerraForm Power, Brookfield détenait une participation directe et indirecte, soit 220 030 707 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 51,5 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 48,5 %, est détenue par des investisseurs publics. Ces pourcentages supposent que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP et les actions échangeables sont échangées pour des parts de société en commandite (à raison de une pour une.) Compte tenu du placement secondaire, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

## **PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT**

### **PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR**

#### **Capitaux propres**

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

Les parts de société en commandite, les actions échangeables et les parts de société en commandite rachetables/échangeables ont les mêmes attributs économiques à tous les égards, sauf que les actions échangeables donnent au porteur d'action, et les parts de société en commandite rachetables/échangeables donnent à Brookfield, le droit de demander que la totalité ou une tranche de ces actions ou parts soient rachetées pour une contrepartie en trésorerie. Toutefois, Énergie Brookfield peut, à son gré, satisfaire à une telle demande de rachat au moyen de parts de société en commandite, plutôt qu'en trésorerie, à raison de une pour une. Les porteurs d'actions échangeables émises dans le public et Brookfield, en tant que porteur d'actions échangeables et de parts de société en commandite rachetables/échangeables, ont droit au résultat net et aux distributions par part équivalant à la participation par part des parts de la société en commandite. Comme Énergie Brookfield peut, à son gré, régler toute demande de rachat d'actions échangeables et de parts de société en commandite rachetables/échangeables au moyen de parts de société en commandite, les actions échangeables et les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées dans les capitaux propres, et non comme un passif.

Étant donné la caractéristique d'échange mentionnée ci-dessus, nous présentons les parts de société en commandite, les actions échangeables, 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 51,5 %, compte tenu d'un échange intégral, et la totalité des participations de commandité dans Énergie Brookfield, soit une participation financière de 0,01 %, la participation sous forme de parts de société en commandite restante d'environ 48,5 % étant détenue par le public.

## **Production réelle**

Pour les actifs acquis, cédés ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de l'exercice, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales et n'est pas annualisée. La production sur une base comparable se rapporte à la production générée par des actifs qui étaient détenus au cours des deux périodes présentées. Pour ce qui est de la Colombie 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 réalisées 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 réalisées 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.

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 t) 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 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 rubrique « Revue du rendement financier selon des informations sectorielles ».

### Informations au prorata

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

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 qu'Énergie Brookfield ne détient pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

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

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

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

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 Énergie Brookfield 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, Énergie Brookfield doit comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de ses actifs beaucoup plus élevé que ses dépenses d'investissement de maintien.

### **BAIIA ajusté**

Le BAIIA ajusté est une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le rendement d'exploitation des entreprises.

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer son rendement avant l'incidence de la charge d'intérêts, de l'impôt sur le résultat, de la charge d'amortissement, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions versées aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle ou non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure facilitera l'évaluation par l'investisseur de notre rendement financier et de notre rendement d'exploitation sur une base attribuable.

## Fonds provenant des activités

Les fonds provenant des activités représentent une mesure non conforme aux IFRS utilisée par les investisseurs pour analyser le bénéfice d'exploitation net avant l'incidence de certains éléments variables qui n'ont en général aucune incidence financière ou des éléments qui ne sont pas directement liés au rendement d'Énergie Brookfield.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer son rendement avant l'incidence de certains éléments ayant un effet de trésorerie (p. ex. les coûts d'acquisition et d'autres éléments généralement ponctuels ayant un effet de trésorerie) et de certains éléments sans effet de trésorerie (p. ex. l'impôt différé, la charge d'amortissement, la composante hors trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, le profit latent ou la perte latente sur les instruments financiers, les résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et d'autres éléments sans effet de trésorerie), ces éléments n'étant pas représentatifs du rendement des activités sous-jacentes. Pour ses états financiers consolidés, Énergie Brookfield utilise le modèle de la réévaluation conformément à IAS 16, Immobilisations corporelles, selon lequel l'amortissement est établi à partir d'un montant réévalué, ce qui réduit le caractère comparable avec nos pairs qui ne présentent pas leurs résultats selon les IFRS publiées par l'IASB ou qui n'ont pas adopté le modèle de la réévaluation pour évaluer les immobilisations corporelles. La direction ajoute l'impôt différé, car, à son avis, cet élément reflète la valeur actualisée des obligations fiscales réelles qu'elle prévoit qu'Énergie Brookfield engagera sur un horizon à long terme.

Énergie Brookfield estime que cette analyse et la présentation des fonds provenant des activités permettront à l'investisseur de mieux comprendre le rendement d'Énergie Brookfield. Les fonds provenant des activités par part ne sauraient se substituer au bénéfice par action comme mesure de rendement et ne sont pas représentatifs des montants disponibles aux fins de distribution.

Les fonds provenant des activités ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ou des résultats d'exploitation établis conformément aux IFRS. En outre, ces mesures ne sont pas utilisées par le principal décideur opérationnel pour évaluer les liquidités d'Énergie Brookfield.

## Dettes au prorata

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

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

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

# MISE EN GARDE

## MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

*Le présent rapport de gestion 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 de gestion comprennent l'annonce du fractionnement des parts de société en commandite et des actions échangeables à raison de trois pour deux, y compris des dates prévues d'inscription et de versements à cet égard, la qualité de nos actifs et la résistance des flux de trésorerie qu'ils généreront, notre performance financière et ratio de distribution prévus, 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 capacité de BEPC à attirer de nouveaux investisseurs ainsi que le rendement et les perspectives futurs de BEPC et de BEP, les perspectives et les avantages anticipés du regroupement d'Énergie Brookfield et de TerraForm Power, y compris certaines informations relatives aux flux de trésorerie et aux liquidités anticipés par suite du regroupement des entreprises, 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 les résultats, le rendement et les réalisations futurs prévus expressément ou implicitement par les énoncés prospectifs et les informations figurant dans le présent rapport de gestion soient fondés sur des hypothèses et des attentes raisonnables, nous ne pouvons garantir que ces attentes se matérialiseront. Le lecteur ne devrait pas accorder une confiance induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisqu'ils comportent des risques, des incertitudes et d'autres facteurs connus et inconnus par suite desquels les résultats, le rendement ou les réalisations réels peuvent différer de façon importante des résultats, du rendement ou des réalisations futurs prévus que ces informations et énoncés prospectifs expriment ou laissent entendre.*

*Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ceux prévus ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs comprennent notamment les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, dans le régime des vents à nos installations d'énergie éolienne, dans le rayonnement solaire à nos centrales d'énergie solaire ou dans les conditions météorologiques en général, en raison, entre autres, des changements climatiques, à n'importe laquelle de nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer suivant des modalités semblables les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du système d'équilibrage 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; le fait que les droits de titulaires de privilèges et de domaines à bail sont supérieurs aux droits qui nous sont accordés pourrait nuire à nos droits immobiliers relativement à nos installations d'énergie renouvelable éolienne et solaire; les augmentations des coûts d'exploitation de nos centrales; notre incapacité de respecter les conditions des permis gouvernementaux ou de conserver de tel permis; les pannes d'équipement, y compris celles relatives aux éoliennes et aux panneaux solaires; les ruptures de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; les cas de force majeure, les pertes non assurables et la hausse du coût des primes d'assurance; l'évolution défavorable des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux monnaies étrangères; la disponibilité et l'accès aux installations d'interconnexion et aux réseaux de transports; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; les risques liés à la commercialisation de l'énergie; les conflits, les investigations réglementaires et gouvernementales, et les litiges; le non-respect par les contreparties à nos contrats de leurs obligations; le temps et l'argent consacrés à l'exécution de contrats à l'endroit de contreparties défaillantes et l'incertitude de l'issue de telles démarches; la possibilité que nos activités soient touchées par des collectivités locales; les cas de fraude, de subornation ou de corruption, d'autres actes illégaux, les procédés ou les systèmes internes inadéquats ou*

défaillants; l'acquisition de sociétés en difficultés financières et ces acquisitions pourraient nous assujettir à des risques accrus, y compris devoir engager des honoraires juridiques supplémentaires et d'autres frais; notre dépendance envers des systèmes opérationnels informatisés, qui pourrait nous exposer à des cyberattaques; le fait que les technologies récemment mises au point dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique; notre incapacité à financer nos activités en raison de la conjoncture des marchés financiers; les restrictions opérationnelles et financières qui nous sont imposées par les ententes relatives à nos prêts, à notre dette et à nos sûretés; la révision de nos notes de crédit; notre incapacité à repérer des occasions d'investissement suffisantes et à réaliser les opérations; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages anticipés de ses opérations ou de ses acquisitions; notre incapacité de développer des projets nouveaux ou de trouver de nouveaux emplacements appropriés pour le développement de projets nouveaux; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques 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, y compris en raison de conflits d'intérêts; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; l'instabilité politique ou les changements dans les politiques du gouvernement; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; les ventes futures et les émissions de parts de société en commandite, parts de société en commandite privilégiées ou titres échangeables contre des parts de société en commandite, y compris contre des actions échangeables, ou la perception de ces ventes ou de ces émissions, pourraient faire chuter le cours des parts de société en commandite ou des parts de société en commandite privilégiées; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield 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 ses porteurs de parts; la gravité, la durée et la propagation de la COVID-19 ainsi que les impacts directs et indirects que peut avoir le virus; l'impact plus vaste des changements climatiques; la défaillance de nos systèmes technologiques; le fait d'être partie à des différends et litiges et de faire l'objet d'enquêtes par des organismes réglementaires et gouvernementaux; les variations du cours des parts de société en commandite; et le rachat, à tout moment, des actions échangeables ou, moyennant un préavis, par le porteur des actions de catégorie B de BEPC.

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 de gestion, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour de plus amples renseignements sur ces risques connus et inconnus, se reporter à la rubrique « Facteurs de risque » dans notre formulaire 20-F et tout autre risque et facteur décrits dans ce formulaire et dans la déclaration d'inscription de BEP et de BEPC figurant dans le formulaire F-1/F-4 déposé relativement à la distribution des actions de BEPC et à l'acquisition de TerraForm Power et dans le prospectus canadien déposé auprès des organismes de réglementation au Canada visant la distribution des actions échangeables.

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

*Le présent rapport de gestion comprend des références à certaines informations au prorata, au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités et à la dette au prorata (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 rubrique « Informations sectorielles » de nos états financiers consolidés, un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités par rapport au résultat net.*

## 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*.

### Changement concernant l'entité présentant l'information financière

Comme il est mentionné à la note 1 c) iii) des états financiers consolidés, la société en commandite a présenté de façon rétrospective la transaction sous contrôle commun réalisée avec TerraForm Power le 31 juillet 2020 qui a été comptabilisée selon la méthode de la mise en commun d'intérêts.

### Adoption de nouvelles normes comptables

Comme l'explique la note 2 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 consolidés 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 *Public Company Accounting Oversight Board* (États-Unis) (« 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. La société en commandite n'est pas tenue de faire effectuer un audit de son contrôle interne à l'égard de l'information financière relative au changement concernant l'entité présentant l'information financière susmentionné et nous n'avons pas pour mission d'effectuer un tel audit. Dans le cadre de nos audits, nous devons acquérir une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, mais pas dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en commandite. Par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion à cet égard.

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

## Questions critiques de l'audit

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

<i>Description de la question</i>	<p><b>Réévaluation des actifs de production d'énergie</b></p> <p>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, <i>Immobilisations corporelles</i>. Au 31 décembre 2019, le montant des immobilisations corporelles présenté au bilan consolidé s'élevait à 41 055 millions \$. Le montant des réévaluations au titre des immobilisations corporelles comptabilisé à l'état consolidé du résultat global totalisait un profit de 2 411 millions \$ tandis qu'une perte totale de 43 millions \$ a été comptabilisée au compte consolidé de résultat pour l'exercice 2019. Conformément aux informations présentées aux alinéas h), q)(i) et r)(iii) de la note 2 et à la note 14, 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
-----------------------------------	--

*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 les mêmes échantillons, une analyse de sensibilité sur les prix futurs de l'électricité et les taux d'actualisation 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 - Centrale éolienne en Chine et portefeuille d'énergie éolienne en Inde***

*Description de la question*

Au cours de 2019, la société en commandite a conclu l'acquisition d'une centrale éolienne en Chine et d'un portefeuille éolien en Inde pour une contrepartie totale de 239 millions \$. Conformément à l'alinéa p) de la note 1 et à la note 3, ces regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter 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 prix futurs de l'électricité et des taux d'actualisation utilisés par la direction en fonction des taux d'intérêt de référence du marché et des prévisions spécifiques à la région en question et du marché local, des lois et des règlements considérés.

Nous avons testé l'exhaustivité et l'exactitude des données sous-jacentes aux hypothèses importantes. Nous avons appliqué des procédures d'audit qui comprenaient, entre autres, le rapprochement du prix contractuel de l'électricité et de celui stipulé dans les conventions d'achat d'électricité conclues ou des tarifs réglementés. 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 comparé les dépenses d'exploitation et d'investissement à des rapports techniques fournis par des tiers. Nous avons également examiné tous les documents justificatifs et les ententes en regard des acquisitions importantes.

### *Acquisitions importantes - Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis*

*Description de la question*

Au cours de 2019, la société en commandite a conclu l'acquisition d'un portefeuille de production décentralisée aux États-Unis pour une contrepartie totale de 735 millions \$. Conformément à l'alinéa p) de la note 1 et à la note 3, ce regroupement d'entreprises est comptabilisé selon la méthode de l'acquisition et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à compter de la date de l'acquisition.

L'audit de l'acquisition susmentionnée 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 le coût de remplacement par mégawatt, les taux d'actualisation et certaines hypothèses sur lesquelles reposent les informations financières prospectives (par exemple, les taux actuels et futurs des ententes sur les prix de l'énergie et les données d'exploitation). Ces hypothèses sont prospectives et pourraient être touchées par les conditions économiques et les conditions du marché futures.

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

Pour tester la juste valeur des actifs de production d'énergie, nos procédures d'audit comprenaient, entre autres, l'évaluation des principales hypothèses susmentionnées et des tests de l'exhaustivité et de l'exactitude des données sous-jacentes. Par exemple, nous avons évalué les flux de trésorerie estimés en fonction du volume de production futur en comparant le volume de production futur estimé au volume de production historique et en comparant le prix de l'énergie à terme aux conventions d'achat d'électricité à long terme. Nous avons fait appel à nos spécialistes en évaluation pour nous aider à évaluer les principales hypothèses, y compris les hypothèses sur le coût de remplacement utilisées pour estimer la juste valeur des actifs de production d'énergie, les taux d'actualisation et les méthodes d'évaluation utilisées dans les modèles de la société en commandite.

*Ernst & Young S.N.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 20 novembre 2020

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

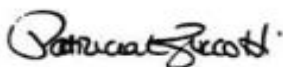
## ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

AUX 31 DÉCEMBRE (EN MILLIONS)	Notes	31 décembre 2019 <i>(tel qu'ajusté)<sup>1</sup></i>	31 décembre 2018 <i>(tel qu'ajusté)<sup>1</sup></i>	1 <sup>er</sup> janvier 2018 <i>(tel qu'ajusté)<sup>1</sup></i>
<b>Actif</b>				
<b>Actifs courants</b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	22	352 \$	422 \$	927 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	23	189	163	235
Créances clients et autres actifs courants .....	24	979	814	684
Actifs liés à des instruments financiers .....	6	88	74	94
Montants à recevoir de parties liées .....	30	60	65	64
Actifs détenus en vue de la vente .....	5	352	920	—
		<b>2 020</b>	<b>2 458</b>	<b>2 004</b>
Actifs liés à des instruments financiers .....	6	225	215	204
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	21	937	684	509
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	13	41 055	38 177	32 708
Immobilisations incorporelles .....	14	241	261	13
Goodwill .....	19	949	948	901
Actifs d'impôt différé .....	12	166	130	167
Autres actifs non courants .....	25	603	635	290
		<b>46 196 \$</b>	<b>43 508 \$</b>	<b>36 796 \$</b>
<b>Passif</b>				
<b>Passifs courants</b>				
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	26	687 \$	646 \$	500 \$
Passifs liés à des instruments financiers .....	6	246	138	281
Montants à payer à des parties liées .....	30	139	109	116
Emprunts de la société mère .....	15	—	—	159
Emprunts sans recours .....	15	1 133	1 189	1 928
Provisions .....		81	68	129
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente .....	5	137	533	—
		<b>2 423</b>	<b>2 683</b>	<b>3 113</b>
Passifs liés à des instruments financiers .....	6	480	577	515
Emprunts de la société mère .....	15	2 100	2 328	2 191
Emprunts sans recours .....	15	14 067	13 029	11 160
Passifs d'impôt différé .....	12	4 855	4 355	3 597
Passifs relatifs au démantèlement .....	27	504	394	374
Provisions .....		86	150	156
Autres passifs non courants .....	28	1 201	590	128
<b>Capitaux propres</b>				
<b>Participations ne donnant pas le contrôle</b>				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	16	11 086	10 289	7 578
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	16	68	67	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	16	3 317	3 266	2 843
Actions privilégiées .....	16	597	568	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	17	833	707	511
Capitaux propres des commanditaires .....	18	4 579	4 505	3 956
		<b>20 480 \$</b>	<b>19 402 \$</b>	<b>15 562 \$</b>
		<b>46 196 \$</b>	<b>43 508 \$</b>	<b>36 796 \$</b>

<sup>1)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020 de Brookfield (note 1 c).

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

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



Patricia Zuccotti  
Administratrice



David Mann  
Administrateur

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

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

	Notes	2019	2018	2017
		(tel qu'ajusté) <sup>1</sup>	(tel qu'ajusté) <sup>1</sup>	(tel qu'ajusté) <sup>1</sup>
Produits .....	30	<b>3 971 \$</b>	3 797 \$	2 772 \$
Autres produits .....	8	<b>105</b>	75	53
Coûts d'exploitation directs.....	9	<b>(1 263)</b>	(1 273)	(1 023)
Coûts de service de gestion .....	30	<b>(135)</b>	(94)	(86)
Charge d'intérêts .....	15	<b>(1 001)</b>	(973)	(685)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	21	<b>29</b>	28	11
Change et (perte) profit sur les instruments financiers .....	6	<b>(36)</b>	37	(89)
Charge d'amortissement .....	13	<b>(1 271)</b>	(1 151)	(847)
Divers .....	10	<b>(276)</b>	(206)	(33)
(Charge) recouvrement d'impôt .....				
Exigible.....	12	<b>(70)</b>	(32)	(39)
Différé.....	12	<b>27</b>	375	(30)
		<b>(43)</b>	343	(69)
Résultat net.....		<b>80 \$</b>	583 \$	4 \$
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	16	<b>113 \$</b>	439 \$	6 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	16	<b>50</b>	41	29
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	16	<b>(65)</b>	16	(36)
Actions privilégiées .....	16	<b>26</b>	26	26
Parts de société en commandite privilégiées .....	17	<b>44</b>	38	28
Capitaux propres des commanditaires .....	18	<b>(88)</b>	23	(49)
		<b>80 \$</b>	583 \$	4 \$
Résultat de base et dilué par part de société en commandite .....		<b>(0,40) \$</b>	0,10 \$	(0,22) \$

<sup>1)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020 de Brookfield (note 1 c).

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)

	Notes	2019	2018	2017
		(tel qu'ajusté) <sup>1</sup>	(tel qu'ajusté) <sup>1</sup>	(tel qu'ajusté) <sup>1</sup>
Résultat net .....		<b>80 \$</b>	583 \$	4 \$
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Réévaluation des immobilisations corporelles .....	13	<b>2 413</b>	5 722	872
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies .....	32	<b>(14)</b>	9	(2)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus .....	12	<b>(488)</b>	(1 240)	337
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	21	<b>81</b>	168	54
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net .....		<b>1 992</b>	4 659	1 261
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net				
Écart de conversion .....	11	<b>(91)</b>	(844)	196
(Pertes) profits de l'exercice sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie .....	6	<b>(18)</b>	(7)	(1)
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net .....	6	<b>14</b>	102	(94)
(Perte latente) profit latent sur les placements dans des titres de capitaux propres .....	6	<b>35</b>	(16)	(20)
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net .....	6	<b>7</b>	18	(3)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus .....	12	<b>6</b>	(21)	11
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure .....		<b>(47)</b>	(768)	89
Autres éléments du résultat global .....		<b>1 945</b>	3 891	1 350
Résultat global .....		<b>2 025 \$</b>	4 474 \$	1 354 \$
Résultat global attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	16	<b>1 117 \$</b>	2 742 \$	389 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	16	<b>57</b>	54	38
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	16	<b>316</b>	695	357
Actions privilégiées .....	16	<b>54</b>	(22)	65
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ...	17	<b>44</b>	38	28
Capitaux propres des commanditaires .....	18	<b>437</b>	967	477
		<b>2 025 \$</b>	4 474 \$	1 354 \$

<sup>1)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020 de Brookfield (note 1 c).

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 2018 (tel qu'ajusté) <sup>1</sup> .....	(927) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 505 \$	707 \$	568 \$	10 289 \$	67 \$	3 266 \$	19 402 \$
Résultat net .....	(88)	—	—	—	—	—	(88)	44	26	113	50	(65)	80
Autres éléments du résultat global.....	—	(35)	544	(4)	1	19	525	—	28	1 004	7	381	1 945
Parts privilégiées émises (note 17) .....	—	—	—	—	—	—	—	126	—	—	—	—	126
Apports en capital (note 16) .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	674	—	—	674
Cessions (note 4) .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(172)	—	—	(172)
Distributions ou dividendes déclarés ...	(370)	—	—	—	—	—	(370)	(44)	(26)	(844)	(55)	(268)	(1 607)
Régime de réinvestissement des distributions .....	6	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—	—	6
Divers .....	265	(13)	(242)	1	1	(11)	1	—	1	22	(1)	3	26
Variation au cours de l'exercice .....	(187)	(48)	302	(3)	2	8	74	126	29	797	1	51	1 078
Solde au 31 décembre 2019 (tel qu'ajusté) <sup>1</sup> .....	(1 114) \$	(700) \$	6 422 \$	(9) \$	(32) \$	12 \$	4 579 \$	833 \$	597 \$	11 086 \$	68 \$	3 317 \$	20 480 \$
Solde au 31 décembre 2017 (tel qu'ajusté) <sup>1</sup> .....	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	7 578 \$	58 \$	2 843 \$	15 562 \$
Résultat net .....	23	—	—	—	—	—	23	38	26	439	41	16	583
Autres éléments du résultat global.....	—	(205)	1 149	3	5	(8)	944	—	(48)	2 303	13	679	3 891
Parts privilégiées émises .....	—	—	—	—	—	—	—	196	—	—	—	—	196
Parts de société en commandité rachetées pour annulation .....	(51)	—	—	—	—	—	(51)	—	—	—	—	—	(51)
Apports en capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	537	—	—	537
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	21	—	—	21
Distributions ou dividendes déclarés ...	(355)	—	—	—	—	—	(355)	(38)	(26)	(664)	(45)	(255)	(1 383)
Régime de réinvestissement des distributions .....	8	—	—	—	—	—	8	—	—	—	—	—	8
Divers .....	(293)	(69)	355	—	(10)	(3)	(20)	—	—	75	—	(17)	38
Variation au cours de l'exercice .....	(668)	(274)	1 504	3	(5)	(11)	549	196	(48)	2 711	9	423	3 840
Solde au 31 décembre 2018 (tel qu'ajusté) <sup>1</sup> .....	(927) \$	(652) \$	6 120 \$	(6) \$	(34) \$	4 \$	4 505 \$	707 \$	568 \$	10 289 \$	67 \$	3 266 \$	19 402 \$

<sup>1</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020 de Brookfield (note 1 c).

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES (suite)

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 .....	(49)	—	—	—	—	—	(49)	28	26	6	29	(36)	4
Autres éléments du résultat global.....	—	26	508	(1)	2	(9)	526	—	39	383	9	393	1 350
Parts privilégiées et parts de société en commandite émises.....	411	—	—	—	—	—	411	187	—	—	—	—	598
Ajustements .....	(63)	—	—	—	—	—	(63)	—	—	—	1	62	—
Apports en capital .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	793	—	—	793
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 354	—	—	1 354
Distributions ou dividendes déclarés ..	(328)	—	—	—	—	—	(328)	(28)	(26)	(543)	(35)	(243)	(1 203)
Régime de réinvestissement des distributions .....	10	—	—	—	—	—	10	—	—	—	—	—	10
Divers .....	17	—	(16)	—	—	—	1	—	1	(4)	(1)	(13)	(16)
Variation au cours de l'exercice .....	(2)	26	492	(1)	2	(9)	508	187	40	1 989	3	163	2 890
Solde au 31 décembre 2017 (tel qu'ajusté) <sup>1</sup> .....	(259) \$	(378) \$	4 616 \$	(9) \$	(29) \$	15 \$	3 956 \$	511 \$	616 \$	7 578 \$	58 \$	2 843 \$	15 562 \$

<sup>1</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020 de Brookfield (note 1 c).

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)

	Notes	2019 <i>(tel qu'ajusté)<sup>1</sup></i>	2018 <i>(tel qu'ajusté)<sup>1</sup></i>	2017 <i>(tel qu'ajusté)<sup>1</sup></i>
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net .....		80 \$	583 \$	4 \$
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :				
Charge d'amortissement.....	13	1 271	1 151	847
Perte latente (profit latent) sur le change et les instruments financiers.....	6	32	(88)	76
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	21	(29)	(28)	(11)
(Recouvrement) charge d'impôt différé .....	12	(27)	(375)	30
Autres éléments sans effet de trésorerie .....		231	135	8
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.....	21	16	9	31
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées.....		33	(7)	5
Variation nette des soldes du fonds de roulement.....	31	(53)	(94)	(374)
		<b>1 554</b>	<b>1 286</b>	<b>616</b>
<b>Activités de financement</b>				
Produit tiré des billets à moyen terme .....	15	449	231	—
Remboursement des billets à moyen terme .....	15	(341)	(152)	(200)
Facilités de crédit de la société mère, montant net .....	15	(422)	36	414
Produits tirés des emprunts sans recours .....	15	4 318	3 275	2 915
Remboursement des emprunts sans recours .....	15	(3 495)	(3 378)	(2 911)
Remboursement d'obligations locatives .....		(31)	—	—
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	16	705	535	1 318
Remboursements de capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	16	(113)	—	—
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle.....	16	—	—	(5)
Émission de parts de société en commandite privilégiées .....	17	126	196	187
Émission de parts de société en commandite .....		—	—	411
Rachat de parts de société en commandite .....	18	(1)	(51)	—
Distributions versées :				
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	16	(844)	(670)	(543)
Aux porteurs d'actions privilégiées.....	16	(26)	(26)	(25)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées.....	17	(43)	(37)	(26)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP.....	16, 18	(684)	(643)	(591)
Emprunts auprès de parties liées .....	15	936	200	—
Remboursements à des parties liées .....	15	(936)	(200)	—
		<b>(402)</b>	<b>(684)</b>	<b>944</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise.....	3	(983)	(970)	(687)
Investissement dans des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	21	(144)	—	(248)
Investissement dans les immobilisations corporelles .....	13	(460)	(271)	(357)
Produit de la cession d'actifs.....		291	23	150
Cession de (placements dans des) titres .....	6	7	28	(77)
Liquidités soumises à restrictions et autres .....		78	113	359
		<b>(1 211)</b>	<b>(1 077)</b>	<b>(860)</b>
(Perte) profit de change sur la trésorerie .....		(6)	(22)	4
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie .....		(65)	(497)	704
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente .....	5	(5)	(8)	—
Solde au début de l'exercice.....		422	927	223
Solde à la fin de l'exercice .....		<b>352 \$</b>	<b>422 \$</b>	<b>927 \$</b>
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :				
Intérêts payés .....		930 \$	916 \$	872 \$
Intérêts reçus .....		19 \$	22 \$	27 \$
Impôts sur le résultat payés.....		72 \$	79 \$	48 \$

<sup>1)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020 de Brookfield (note 1 c).

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

# BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

## NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Les activités de Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield » ou la « société en commandite ») 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 » et « société » désignent 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.

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 actions à droit de vote subalterne échangeables de catégorie A (les « actions échangeables ») de Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») sont négociées sous le symbole « BEPC » à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto.

Les parts de société en commandite 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 ». Les parts privilégiées de société en commandite de catégorie A, série 17 sont négociées à la Bourse de New York sous le symbole « BEP.PR.A ».

Notes des états financiers consolidés	Page
1. Mode de présentation et principales méthodes comptables	60
2. Principales filiales	79
3. Acquisitions	80
4. Cession d'actifs	85
5. Actifs détenus en vue de la vente	86
6. Gestion des risques et instruments financiers	87
7. Informations sectorielles	96
8. Autres produits	102
9. Coûts d'exploitation directs	103
10. Divers	103
11. Écart de conversion	103
12. Impôts sur le résultat	103
13. Immobilisations corporelles à la juste valeur	106
14. Immobilisations incorporelles	109
15. Emprunts	109
16. Participations ne donnant pas le contrôle	115
17. Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	121
18. Capitaux propres des commanditaires	121
19. Goodwill	123
20. Gestion du capital	124
21. Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	125
22. Trésorerie et équivalents de trésorerie	125
23. Liquidités soumises à restrictions	125
24. Créances clients et autres actifs courants	126
25. Autres actifs non courants	126
26. Dettes fournisseurs et autres créditeurs	127
27. Passifs relatifs au démantèlement	127
28. Autres passifs non courants	127
29. Engagements, éventualités et garanties	128
30. Transactions entre parties liées	129
31. Renseignements supplémentaires	136
32. Prestations de retraite et avantages du personnel futurs	137
33. Filiales faisant appel public à l'épargne	141
34. Événements postérieurs à la date de clôture	142

## 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 20 novembre 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.

### c) Brookfield Renewable Corporation

Brookfield Renewable Corporation (« BEPC ») a été constituée le 9 septembre 2019 par la société en commandite. Le 29 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait un apport à BEPC se composant de ses actifs de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Colombie (sauf une participation de 10 % dans certaines activités brésiliennes et colombiennes, qui sera toujours détenue indirectement par la société en commandite). Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a effectué une distribution spéciale (la « distribution spéciale ») selon laquelle les porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action à droit de vote subalterne échangeable de catégorie A (les « actions échangeables ») pour chaque tranche de quatre parts. Immédiatement avant la distribution spéciale, Énergie Brookfield a reçu des actions échangeables par voie d'une distribution de BRELP (la « distribution de BRELP ») des actions échangeables à tous ses porteurs de parts. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales ont reçu approximativement 33,1 millions d'actions échangeables et ii) Énergie Brookfield a reçu approximativement 44,7 millions d'actions de catégorie A, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts, y compris Brookfield, dans le cadre de la distribution spéciale. À la clôture de la distribution spéciale, i) les porteurs de parts détenaient approximativement 42,8 % des actions échangeables émises et en circulation, ii) Brookfield et ses sociétés affiliées détenaient approximativement 57,2 % des actions échangeables émises et en circulation, et iii) une filiale d'Énergie Brookfield détenait la totalité des actions à droits de vote multiples de catégorie B émises et en circulation, soit les actions de catégorie B, de BEPC qui représentent un bloc de 75,0 % des droits de vote dans BEPC, et la totalité des actions sans droit de vote de catégorie C émises et en circulation, soit les actions de catégorie C, de BEPC, ce qui donne à Énergie Brookfield le droit à la valeur résiduelle de BEPC après le paiement du montant intégral à verser aux porteurs d'actions échangeables et d'actions de catégorie B. Énergie Brookfield contrôlait directement et indirectement BEPC avant la distribution spéciale et continue de la contrôler depuis la distribution spéciale au moyen de ses participations dans Énergie Brookfield. Les actions échangeables sont cotées à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEPC ».

#### i) Actions échangeables

À tout moment, les porteurs d'actions échangeables auront le droit d'échanger la totalité ou une partie de leurs actions contre une part pour chaque action de catégorie A détenue, ou contre l'équivalent en trésorerie déterminé en fonction du cours de clôture de une part à la Bourse de New York à la date de réception de la demande d'échange, selon le critère du montant déterminé contre un nombre déterminé. La société en commandite peut satisfaire à l'échange des actions échangeables contre des parts ou son équivalent en trésorerie lorsque l'échange est demandé par l'actionnaire. De plus, BEPC et la société en commandite peuvent racheter toutes les actions rachetables contre des parts à notre gré, selon le critère du montant déterminé contre un nombre déterminé.

En raison des caractéristiques des actions, les actions échangeables seront classées comme des participations ne donnant pas le contrôle dans les états financiers consolidés intermédiaires résumés d'Énergie Brookfield pour les périodes suivant la distribution spéciale.

#### ii) Résultat de base et dilué par part

La distribution spéciale a entraîné l'émission d'environ 77,8 millions d'actions échangeables. Toutes les informations par part fournies par le passé ont été ajustées rétroactivement pour tenir compte de l'incidence de la distribution spéciale.

#### iii) Acquisition de TerraForm Power

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm power »), aux termes de laquelle Énergie Brookfield a acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power qui n'étaient pas déjà détenues par Énergie Brookfield ou ses sociétés affiliées (les « actions de TerraForm Power émises dans le public »), soit une participation de 38 % dans TerraForm Power (l'« acquisition de TerraForm Power »). Conformément à l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public a reçu 0,47625 action échangeable de BEPC ou part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 37 035 241 actions échangeables et de 4 034 469 parts de société en commandite.

Simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales indirectes de Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à Énergie Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation. Le transfert de contrôle de TerraForm Power à Énergie Brookfield est considéré comme une transaction entre des entités sous contrôle commun et a été évalué en fonction de la valeur comptable de la participation de Brookfield dans TerraForm Power. Les résultats combinés de TerraForm Power qui n'étaient pas détenus par Énergie Brookfield sont présentés à titre de participations ne donnant pas le contrôle à Énergie Brookfield de façon rétrospective à partir du 17 octobre 2017, ce qui correspond à toutes les périodes historiques au cours desquelles TerraForm Power était sous contrôle commun.

### **d) 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 inclut les comptes de BRELP et ceux de ses filiales dans son périmètre de consolidation. De plus, BRELP a émis à l'intention de Brookfield des parts de société en commandite rachetables/échangeables (les « parts rachetables/échangeables ») qui, au gré du porteur, peuvent être rachetées par BRELP pour une contrepartie en trésorerie. Ce droit est 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 (les « participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans

une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield »).

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec Brookfield aux termes desquelles Énergie Brookfield a pris le contrôle des entités qui détiennent certaines activités de production d'énergie renouvelable 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 inclut les comptes de ces entités dans son périmètre de consolidation. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements.

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield 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 t) 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.

### **e) 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 réforme 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 e).

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 définis comme des contrats de location. Les contrats qui n'étaient pas définis 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 407 millions \$ et des obligations locatives de 403 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 5,1 %.

### **f) 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 e).

### **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. Lorsque 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 de 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 que 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 prévus 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 pareil 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.

#### **g) 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.

#### **h) 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.

#### **i) 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.

#### **j) 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 p), « 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 assujetti à l'amortissement.

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

Les profits et les pertes réalisés à la cession d'une immobilisation corporelle 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.

#### **k) 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.

#### **l) 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.

#### **m) Instruments financiers**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne aux utilisateurs des informations plus fiables et pertinentes aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. La nouvelle méthode comptable a été appliquée de manière prospective à la date de la première application, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2018. La société n'a pas retraité les informations comparatives et continue de les présenter en vertu d'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 »). L'adoption d'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

## 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 juste valeur par le biais du résultat net (« JVRN »), les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition de l'actif financier sont inclus à la comptabilisation initiale. Les coûts de transaction des actifs financiers comptabilisés à la JVRN sont passés en charges.

## 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 juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »). Les profits et les pertes tirés des instruments de capitaux propres évalués à la JVAERG ne peuvent pas 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. Les profits ou les pertes sur ces genres de passifs sont comptabilisés en résultat net.

Énergie Brookfield évalue de manière prospective les pertes de crédit attendues découlant de ses actifs comptabilisés au coût amorti et à la JVAERG, 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 crédeurs, 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.

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

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

<b>Éléments touchant la juste valeur du financement par capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux</b>	<b>Description</b>
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Répartition des CIP à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux tirés de l'énergie produite pendant la période. Les CIP sont comptabilisés dans le poste Change et profit (perte) sur les instruments financiers et les passifs donnant droit à des avantages fiscaux ont été réduits en conséquence.  En vertu des contrats donnant droit à des avantages fiscaux, l'entreprise est tenue d'attribuer des pourcentages spécifiques du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux. Les obligations de prestation sont satisfaites à mesure que les montants sont attribués et qu'une réduction du passif donnant droit à des avantages fiscaux est comptabilisée avec un montant correspondant au poste Change et profit (perte) sur les instruments financiers dans le compte consolidé de résultat.
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Certains contrats comprennent des seuils de production annuels. Si les seuils sont dépassés, l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux est tenu de verser des sommes en espèces additionnelles. Les sommes en espèces versées augmentent la valeur des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.
Apport de paiements à l'utilisation	Certains contrats prévoient également des distributions en espèces à l'investisseur ayant droit à des avantages fiscaux. Au moment du versement, le montant de la distribution en espèces sera déduit des passifs donnant droit à des avantages fiscaux.
Distributions en trésorerie	

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

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

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

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

- du risque de change lié aux flux de trésorerie de transactions prévues hautement probables (couvertures des flux de trésorerie);
- du risque de change lié aux investissements nets dans des établissements à l'étranger (couvertures d'un investissement net);
- du risque sur marchandises lié aux flux de trésorerie de transactions prévues hautement probables (couvertures des flux de trésorerie);
- du risque de taux d'intérêt variable lié 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'Énergie Brookfield utilise réellement pour couvrir cette quantité de l'élément couvert.

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

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

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

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

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

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

Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté IFRS 15, *Produits tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), en utilisant l'application rétrospective modifiée applicable aux contrats qui étaient en cours au 1<sup>er</sup> janvier 2018. IFRS 15 annule et remplace IAS 11, *Contrats de construction*, IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et les interprétations connexes, et elle s'applique à tous les produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients, à quelques exceptions près.

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

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

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

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

Énergie Brookfield conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable faisant l'objet de conventions d'achat d'électricité sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à IFRS 15, le prix de transaction aux termes d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme des produits des activités ordinaires lorsque l'obligation de prestation est remplie, ou à mesure qu'elle est remplie. Énergie Brookfield considère la vente d'électricité et de capacité comme une série de biens distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au même rythme et évalués selon la méthode fondée sur les extrants. Énergie Brookfield considère les crédits d'énergie renouvelable comme des obligations de prestation remplies à un moment précis. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, les produits comptabilisés à un moment précis qui correspondent aux crédits renouvelables s'établissaient à 114 millions \$ (104 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 de 52 millions \$ (25 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.

#### **o) 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.

#### **p) 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.

#### **q) 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.

## **r) 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 réglé, et une charge correspondante est comptabilisée dans les charges d'exploitation. La valeur comptable des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et à l'environnement est revue chaque année, et l'incidence des modifications d'estimations touchant le montant des flux de trésorerie ou le moment prévu des débours est ajoutée au coût de l'actif connexe, ou déduite de celui-ci.

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

#### 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.

### s) 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 renseignements, se reporter à la note 1 t) iii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Immobilisations corporelles ».

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

## ii) Instruments financiers

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

## iii) Impôt différé

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

## iv) Passifs relatifs au démantèlement

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

## t) 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 j), « 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 m), « 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 o), « 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.

#### u) Modifications futures de méthodes comptables

En août 2020, l'IASB a publié une réforme des taux d'intérêt de référence modifiant IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, IFRS 4 et IFRS 16 (modifications de phase II), qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021 et dont l'adoption anticipée est permise. Les modifications de phase II offrent d'autres indications pour traiter de questions qui seront soulevées pendant la transition des taux d'intérêt de référence. Les modifications de phase II se rapportent principalement à la modification des instruments financiers permettant l'application prospective du taux d'intérêt de référence applicable et le maintien de l'application de la comptabilité de couverture, dans la mesure où la relation de couverture modifiée continue de respecter les critères d'applicabilité.

Notre société procède actuellement à une évaluation pour mettre en œuvre son plan de transition afin d'évaluer l'incidence découlant de ces changements et d'apporter des modifications par suite des modifications apportées aux modalités 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. Nous prévoyons avoir terminé notre évaluation avant le 1<sup>er</sup> janvier 2021. L'adoption de cette réforme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur notre société.

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**

#### **Réalisées en 2019**

*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.*

#### **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 détient une participation financière de 25 % et 100 % des droits de vote.

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 la date de l'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits provenant 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 détient une participation financière de 25 % et 100 % des droits de vote. 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.

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 la date de l'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits provenant de la centrale éolienne en Chine se seraient élevés à 44 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

## Portefeuille de production décentralisée aux États-Unis (« portefeuille PD »)

Le 26 septembre 2019, Énergie Brookfield a acquis une participation de 100 % dans un portefeuille de production distribuée de centrales d'énergie renouvelable aux États-Unis d'une puissance de 320 MW, pour une contrepartie totale de 735 millions \$. Les coûts d'acquisition, totalisant 5 millions \$, 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.

Le placement a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à la date de l'acquisition. Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits tirés du portefeuille PD se seraient élevés à 67 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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

(EN MILLIONS)	Notes	Portefeuille éolien en Inde	Portefeuille éolien en Chine	Portefeuille PD	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....		— \$	— \$	3 \$	3 \$
Liquidités soumises à restrictions .....		14	2	—	16
Créances clients et autres actifs courants .....		14	51	47	112
Immobilisations corporelles .....	13	243	307	753	1 303
Passifs courants .....		(1)	(23)	(8)	(32)
Tranche courante des emprunts sans recours .....	15	(12)	(18)	—	(30)
Instruments financiers .....		(4)	—	—	(4)
Emprunts sans recours .....	15	(158)	(131)	—	(289)
Passifs d'impôt différé .....		(8)	(28)	—	(36)
Passifs relatifs au démantèlement .....	27	(5)	—	(33)	(38)
Autres passifs non courants .....		(4)	—	(27)	(31)
Juste valeur des actifs nets acquis .....		79 \$	160 \$	735 \$	974 \$

Le placement suivant a été comptabilisé 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 % et 100 % des droits de vote.

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.

### Saeta Yield

Le 7 février 2018, Énergie Brookfield avait annoncé son intention de procéder à une offre publique d'achat volontaire (l'« offre publique d'achat ») visant l'acquisition de la totalité des actions en circulation de Saeta Yield, S.A. (« Saeta Yield »), société espagnole de production d'énergie renouvelable qui détenait alors des centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de plus de 1 000 MW (environ 250 MW d'énergie solaire et 778 MW d'énergie éolienne) situées pour la plupart en Espagne. L'offre publique d'achat prévoyait 12,20 € en trésorerie par action de Saeta. Le 8 juin 2018, Énergie Brookfield a annoncé que la Commission nationale du marché des valeurs d'Espagne avait autorisé l'acquisition de plus de 95 % des actions de Saeta offertes dans le cadre de l'offre publique d'achat (les « actions offertes »).

Le 12 juin 2018, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition des actions offertes, pour une contrepartie totale de 1,1 milliard \$. Par suite de l'acquisition d'une participation en actions de 95,28 % dans Saeta, Énergie Brookfield a entamé une procédure d'acquisition forcée autorisée en vertu de la loi espagnole en vue d'acquérir le reste des actions de Saeta, soit environ 4,72 %, pour un montant de 54,6 millions \$.

Si l'acquisition avait été conclue au début de l'exercice, les produits relatifs à Saeta Yield se seraient élevés à 407 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

### 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	Saeta Yield	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	12 \$	1 \$	187 \$	200 \$
Liquidités soumises à restrictions.....	—	—	95	95
Créances clients et autres actifs courants.....	7	—	91	98
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	158	53	2 733	2 944
Immobilisations incorporelles .....	—	—	257	257
Autres actifs non courants .....	—	—	46	46
Passifs courants .....	(3)	(4)	(91)	(98)
Tranche courante des emprunts sans recours.....	(3)	—	—	(3)
Instruments financiers .....	(2)	—	(137)	(139)
Emprunts sans recours.....	(69)	(18)	(1 894)	(1 981)
Passifs d'impôt différé.....	(35)	(4)	(161)	(200)
Passifs relatifs au démantèlement.....	—	—	(68)	(68)
Autres passifs non courants .....	—	—	(22)	(22)
Participations ne donnant pas le contrôle.....	(21)	—	(55)	(76)
Juste valeur des actifs nets acquis.....	44 \$	28 \$	981 \$	1 053 \$
Goodwill.....	27	—	133	160
Prix d'acquisition .....	71 \$	28 \$	1 114 \$	1 213 \$

## Réalisées en 2017

*Le placement suivant a été comptabilisé 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.

*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 Power

Le 17 octobre 2017, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a réalisé l'acquisition d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, Inc., portefeuille diversifié d'envergure composé d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne situés principalement aux États-Unis, pour une contrepartie totale de 719 millions \$. Après la clôture de la transaction, Énergie Brookfield a conservé une participation financière indirecte d'environ 16 %, pour un placement net total de 203 millions \$. Le total des produits qui auraient été comptabilisés si la transaction avait été conclue au début de l'exercice se serait élevé à 622 millions \$.

Le 11 juin 2018, Énergie Brookfield a acquis 60 975 609 actions ordinaires de TerraForm Power au prix de 10,66 \$ l'action dans le cadre d'un placement privé (le « placement privé de 2018 »), pour une contrepartie totale d'environ 650 millions \$. Immédiatement après la clôture du placement privé 2018, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient une participation d'environ 65 % dans TerraForm Power et Énergie Brookfield a conservé une participation financière indirecte d'environ 30 %.

Le 3 août 2018, TerraForm Power a émis 80 084 actions ordinaires à l'intention d'une société affiliée contrôlée de Brookfield relativement aux pertes nettes subies dans le cadre du règlement définitif d'un recours collectif conformément aux lois fédérales. Immédiatement après la clôture de cette émission, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient une participation d'environ 65 % dans TerraForm Power et Énergie Brookfield a conservé une participation financière indirecte d'environ 30 %.

Le 8 octobre 2019, Énergie Brookfield a acquis 2 981 514 actions ordinaires de TerraForm Power au prix de 16,77 \$ l'action dans le cadre d'un placement privé (le « placement privé de 2019 »), pour une contrepartie totale de 50 millions \$. Le placement privé de 2019 a été réalisé parallèlement au placement de 250 millions \$ par voie d'appel public à l'épargne de TerraForm Power. À la clôture de l'appel public à l'épargne et du placement privé de 2019, Énergie Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient, au 31 décembre 2019, une participation d'environ 62 % dans TerraForm Power et Énergie Brookfield a conservé une participation financière indirecte d'environ 29 %.

Par le passé, Énergie Brookfield avait comptabilisé sa participation indirecte dans TerraForm Power en 2017 comme un instrument financier à la JVAERG selon IAS 39, *Instruments financiers*. Le changement de traitement comptable, la méthode de la comptabilisation à la JVAERG ayant été abandonnée pour celle de la consolidation, 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 passés en charges.

Le 31 juillet 2020, simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales indirectes de Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à une filiale de la société. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation. Le transfert de contrôle de TerraForm Power à Énergie Brookfield est considéré comme une transaction entre des entités sous contrôle commun, et par conséquent, l'acquisition de TerraForm Power le 17 octobre 2017 a été présentée dans les comptes historiques d'Énergie Brookfield.

Se reporter à la note 1 c) ii), « Acquisition de TerraForm Power », pour de plus amples renseignements.

### **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 Power	TerraForm Global	European Wind	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	149 \$	611 \$	— \$	760 \$
Liquidités soumises à restrictions .....	—	90	—	90
Créances clients et autres actifs courants.....	707	62	1	770
Instruments financiers .....	—	20	—	20
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	5 678	1 208	37	6 923
Actifs d'impôt différé .....	—	18	—	18
Autres actifs non courants .....	—	94	—	94
Passifs courants .....	(1 239)	(73)	(4)	(1 316)
Tranche courante des emprunts sans recours.....	—	(1 183)	—	(1 183)
Instruments financiers .....	—	(15)	—	(15)
Emprunts sans recours.....	(3 714)	(5)	—	(3 719)
Passifs d'impôt différé.....	(33)	(15)	(2)	(50)
Autres passifs non courants .....	—	(54)	—	(54)
Participations ne donnant pas le contrôle.....	(1 345)	(1)	—	(1 346)
Juste valeur des actifs nets acquis.....	<u>203 \$</u>	<u>757 \$</u>	<u>32 \$</u>	<u>992 \$</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, de concert 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 d'Énergie Brookfield totalisant 42 millions \$). 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 d'Énergie Brookfield totalisant 74 millions \$), ce qui s'est traduit par une perte sur cession de 6 millions \$ comptabilisée au poste Divers dans les 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 tranche 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, avec ses partenaires institutionnels, 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 ».

Après le 31 décembre 2019, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Thaïlande d'une puissance de 39 MW, pour un produit total de 94 millions \$. La participation d'Énergie Brookfield dans ce portefeuille était de 31 %.

Après le 31 décembre 2019, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 33 MW, pour un produit total de 300 millions ZAR (18 millions \$). La participation d'Énergie Brookfield dans ce portefeuille était de 31 %. Le produit total, déduction faite des règlements de contrats de change, s'est élevé à 25 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 8 millions \$).

## 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 % .....	(21) \$	(16) \$	(24) \$	(12) \$	(15) \$	(10) \$
Diminution de 5 % .....	8	6	—	12	15	10

<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 % .....	<b>49 \$</b>	66 \$	4 \$	<b>41 \$</b>	64 \$	79 \$
Diminution de 5 % .....	<b>(40)</b>	(66)	(4)	<b>(41)</b>	(65)	(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 6 127 millions \$ (6 867 millions \$ en 2018). De ce montant en capital, le taux d'intérêt d'une tranche de 3 122 millions \$ (3 342 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, la dette à taux variable et des capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux en cours pour les exercices clos les 31 décembre est la suivante :

(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 % .....	<b>37 \$</b>	27 \$	(13) \$	<b>69 \$</b>	65 \$	84 \$
Diminution de 1 % .....	<b>(38)</b>	(22)	17	<b>(69)</b>	(68)	(88)

<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 24, « 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.....	785 \$	633 \$
Actifs liés aux instruments financiers.....	153	171
Montants à recevoir de parties liées.....	60	65
Actif sur contrat .....	473	447
	<b>1 471 \$</b>	<b>1 316 \$</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 15, « Emprunts ». Énergie Brookfield veille aussi à avoir accès aux marchés financiers et maintient une solide note de crédit de première qualité.

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

## OBLIGATIONS EN MATIÈRE DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant classe les obligations en matière de trésorerie liées aux passifs d'Énergie Brookfield en les regroupant par classe d'échéance pertinente définie en fonction de la durée restante entre les dates de clôture et la date d'échéance contractuelle. 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, autres créiteurs et provisions .....	768 \$	— \$	— \$	768 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup> .....	246	331	149	726
Montants à payer à des parties liées.....	139	—	—	139
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions.....	1	6	15	22
Obligations locatives <sup>1</sup> .....	34	115	337	486
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	—	607	1 500	2 107
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	1 133	4 878	9 216	15 227
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>2</sup> .....	751	2 887	2 940	6 578
Total.....	<u>3 072 \$</u>	<u>8 824 \$</u>	<u>14 157 \$</u>	<u>26 053 \$</u>

AU 31 DÉCEMBRE 2018 (EN MILLIONS)	Moins de 1 an	De 2 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Dettes fournisseurs et autres créiteurs .....	714 \$	— \$	— \$	714 \$
Passifs liés à des instruments financiers <sup>1</sup> .....	138	360	217	715
Montants à payer à des parties liées.....	109	—	—	109
Autres passifs non courants – paiements relatifs aux concessions.....	1	6	16	23
Emprunts de la société mère <sup>1</sup> .....	—	1 344	990	2 334
Emprunts sans recours <sup>1</sup> .....	1 189	5 177	7 900	14 266
Intérêts à payer sur les emprunts <sup>2</sup> .....	855	2 916	2 479	6 250
Total.....	<u>3 006 \$</u>	<u>9 803 \$</u>	<u>11 602 \$</u>	<u>24 411 \$</u>

<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 .....	352 \$	— \$	— \$	352 \$	422 \$
Liquidités soumises à restrictions <sup>1</sup> .....	293	—	—	293	331
Actifs liés à des instruments financiers <sup>2</sup> .....					
Contrats d’énergie dérivés .....	—	59	82	141	95
Swaps de taux d’intérêt.....	—	—	—	—	17
Swaps de change.....	—	12	—	12	59
Placements dans des titres de capitaux propres.....	25	87	48	160	117
Immobilisations corporelles .....	—	—	41 055	41 055	38 177
<b>Passifs évalués à la juste valeur :</b>					
Passifs liés à des instruments financiers <sup>2</sup> .....					
Contrats d’énergie dérivés .....	—	(8)	—	(8)	(22)
Swaps de taux d’intérêt.....	—	(265)	—	(265)	(242)
Swaps de change.....	—	(41)	—	(41)	(2)
Capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux.....	—	—	(412)	(412)	(448)
Contrepartie éventuelle <sup>3</sup> .....	—	—	(11)	(11)	(3)
<b>Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :</b>					
Emprunts de la société.....	(1 905)	(299)	—	(2 204)	(2 361)
Emprunts sans recours.....	(416)	(15 644)	—	(16 060)	(14 489)
Total.....	<b>(1 651) \$</b>	<b>(16 099) \$</b>	<b>40 762 \$</b>	<b>23 012 \$</b>	<b>21 651 \$</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.

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 .....	141 \$	8 \$	133 \$	73 \$
Swaps de taux d’intérêt .....	—	265	(265)	(225)
Swaps de change .....	12	41	(29)	57
Placements dans des titres de capitaux propres .....	160	—	160	117
Capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux.....	—	412	(412)	(448)
Actifs (passifs) liés à des instruments financiers, montant total	313	726	(413)	(426)
Moins : tranche courante .....	88	246	(158)	(64)
Tranche non courante.....	225 \$	480 \$	(255) \$	(362) \$

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)	Notes	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Solde au début de l'exercice .....		<b>(426) \$</b>	(499) \$
Augmentations (diminutions) de la position nette du passif au titre des instruments financiers :			
Profit latent par le biais du résultat net sur les capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux .....	a)	<b>26</b>	60
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les placements dans des titres de capitaux propres .....	b)	<b>35</b>	(16)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>1</b>	(15)
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>25</b>	(3)
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(51)</b>	21
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(36)</b>	14
Profit latent (perte latente) par le biais du résultat net sur les swaps de change .....	e)	<b>4</b>	112
Profit latent (perte latente) par le biais des autres éléments du résultat global sur les swaps de change .....	e)	<b>14</b>	102
Acquisitions, règlements et autres .....		<b>(5)</b>	(202)
Solde à la fin de l'exercice .....		<b>(413) \$</b>	(426) \$
Passifs liés à des instruments financiers désignés à la juste valeur par le biais du résultat net :			
Capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux .....	a)	<b>(412) \$</b>	(448) \$
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 .....	b)	<b>160 \$</b>	117 \$
Actifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>84 \$</b>	52 \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	—	—
Swaps de change .....	e)	<b>12</b>	34
Positions nettes .....		<b>96 \$</b>	86 \$
Actifs dérivés désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>57 \$</b>	43 \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	—	17
Swaps de change .....	e)	—	25
Positions nettes .....		<b>57 \$</b>	85 \$
Passifs dérivés non désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	<b>(8) \$</b>	(7) \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(200)</b>	(204)
Swaps de change .....	e)	<b>(18)</b>	(1)
Positions nettes .....		<b>(226) \$</b>	(212) \$
Passifs dérivés désignés comme instruments de couverture :			
Contrats d'énergie dérivés .....	c)	— \$	(15) \$
Swaps de taux d'intérêt .....	d)	<b>(65)</b>	(38)
Swaps de change .....	e)	<b>(23)</b>	(1)
Positions nettes .....		<b>(88) \$</b>	(54) \$
Total des instruments financiers, montant net .....		<b>(413) \$</b>	(426) \$

### a) Capitaux propres donnant droit à des avantages fiscaux

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

Le profit ou la perte sur les passifs liés aux capitaux propres donnant droit aux avantages fiscaux est comptabilisé au poste Change et (perte) profit sur les instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

### b) 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.

### c) Contrats d'énergie dérivés

Énergie Brookfield a conclu des contrats d'énergie dérivés 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 9 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 13 millions \$ en 2018 et profits de 23 millions \$ en 2017).

Selon les prix du marché au 31 décembre 2019, des profits latents de 22 millions \$ (pertes de 15 millions \$ en 2018) 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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Valeur comptable (actif/(passif)) .....	57	28
Montant notionnel .....	328	360
Montant notionnel (GWh) .....	10 010	11 054
Taux de couverture moyen pondéré pour l'exercice (\$/MWh) .....	33	32
Dates d'échéance .....	2020 - 2027	2019 - 2027
Ratio de couverture.....	1:1	1:1

Il n'y a aucun profit ni aucune perte découlant de l'inefficacité de la couverture comptabilisée au poste Change et (perte) profit 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 (profit de 2 millions \$ en 2018).

#### d) Couvertures de taux d'intérêt

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

Il existe un lien économique entre les éléments couverts et les instruments de couverture puisque les 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 3 043 millions \$ étaient en cours (3 120 millions \$ en 2018), y compris 1 567 millions \$ (1 593 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 3,0 % (3,0 % en 2018).

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 15 millions \$ (9 millions \$ en 2018) 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)) .....	(65)	(21)
Montant notionnel – \$ .....	566	548
Montant notionnel – \$ CA <sup>1</sup> .....	334	259
Montant notionnel – € <sup>1</sup> .....	349	377
Montant notionnel – £ <sup>1</sup> .....	—	99
Montant notionnel – COP <sup>1</sup> .....	227	256
Dates d'échéance .....	2021 - 2039	2019 - 2036
Ratio de couverture.....	1:1	1:1

<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 Change et (perte) profit 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).

#### e) Swaps de change

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

Il existe un lien économique entre l'élément couvert et l'instrument de couverture puisque le placement net ou la transaction future libellée en 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 2 306 millions \$ étaient en cours (3 048 millions \$ en 2018), y compris 1 388 millions \$ (1 716 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 (profit de 1 million \$ en 2018). 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 :

Swaps de change	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Valeur comptable (actif/passif).....	(23)	24
Montant notionnel des couvertures du dollar canadien <sup>1</sup> .....	72	482
Montant notionnel des couvertures de l'euro <sup>1</sup> .....	380	603
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 - 2022	2019-2020
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/\$).....	1,30	1,33
Contrats de change à terme de gré à gré (€/€).....	0,87	0,83
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 (notamment 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.

Conformément à IFRS 8, *Secteurs opérationnels* (« IFRS 8 »), 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. 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 ».

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 la société ne détient pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

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

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

Énergie Brookfield analyse le rendement 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'intérêts, 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 d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour 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>1,2</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	(79)	2 029	3 971
Autres produits.....	13	19	—	2	4	—	—	17	—	33	88	(8)	25	105
Coûts d'exploitation directs.....	(286)	(72)	(93)	(62)	(32)	(9)	(4)	(38)	(46)	(23)	(665)	34	(632)	(1 263)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	53	27	80
BAIIA ajusté.....	632	181	144	163	67	28	16	162	41	10	1 444	—	1 449	—
Coûts de service de gestion	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(116)	(116)	—	(19)	(135)
Charge d'intérêts.....	(156)	(20)	(34)	(66)	(17)	(8)	(5)	(55)	(13)	(92)	(466)	13	(548)	(1 001)
Charge d'impôt exigible.....	(7)	(11)	(9)	1	(2)	(1)	(1)	—	(1)	—	(31)	2	(41)	(70)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(44)	(44)	—	—	(44)
Actions privilégiées.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(12)	(27)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(829)	(829)
Fonds provenant des activités..	469	150	101	98	48	19	10	107	27	(268)	761	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(227)	(84)	(21)	(150)	(47)	(17)	(5)	(65)	(23)	(4)	(643)	13	(643)	(1 273)
Change et perte sur les instruments financiers .....	11	(5)	(2)	(2)	(10)	(3)	1	1	(3)	(18)	(30)	(2)	(5)	(37)
Recouvrement d'impôt différé.....	(27)	4	(4)	—	10	—	—	1	—	46	30	—	(3)	27
Divers .....	(76)	(6)	(2)	(33)	(12)	2	—	(48)	—	(46)	(221)	9	(61)	(273)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(20)	(4)	(24)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	716	716
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup> .....	150	59	72	(87)	(11)	1	6	(4)	1	(290)	(103)	—	—	(103)

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 29 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 113 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

<sup>2)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

<sup>3)</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 sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction pour prendre des décisions opérationnelles 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 participations 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 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>1,2</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.....	893	244	216	219	73	42	12	146	85	—	1 930	(76)	1 943	3 797
Autres produits.....	12	5	4	2	11	—	—	5	—	7	46	—	29	75
Coûts d'exploitation directs...	(286)	(76)	(94)	(64)	(27)	(9)	(4)	(34)	(36)	(23)	(653)	27	(647)	(1 273)
Quote-part du BAIIA ajusté décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	49	22	71
BAIIA ajusté.....	619	173	126	157	57	33	8	117	49	(16)	1 323	—	1 347	—
Coûts de service de gestion ...	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(84)	(84)	—	(10)	(94)
Charge d'intérêts.....	(172)	(22)	(38)	(63)	(17)	(9)	(4)	(45)	(17)	(99)	(486)	14	(501)	(973)
Impôt exigible.....	(4)	(9)	(2)	2	(2)	—	1	1	—	—	(13)	1	(20)	(32)
Distributions attribuables aux éléments suivants : .....														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(38)	(38)	—	—	(38)
Actions privilégiées .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26)	(26)	—	—	(26)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(15)	(10)	(25)
Quote-part des fonds provenant des activités décaulant des participations ne donnant pas le contrôle ...	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(806)	(806)
Fonds provenant des activités	443	142	86	96	38	24	5	73	32	(263)	676	—	—	—
Charge d'amortissement.....	(231)	(136)	(18)	(124)	(43)	(13)	(2)	(39)	(23)	(2)	(631)	13	(533)	(1 151)
Change et perte sur les instruments financiers.....	(1)	(1)	7	30	9	(10)	3	(15)	(2)	—	20	(1)	18	37
Charge d'impôt différé.....	(1)	1	18	43	2	—	—	36	—	24	123	—	252	375
Divers .....	(21)	(3)	(6)	(30)	2	—	(2)	(16)	(9)	(23)	(108)	1	(99)	(206)
Quote-part des résultats décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(13)	(5)	(18)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	367	367
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</sup> .....	189	3	87	15	8	1	4	39	(2)	(264)	80	—	—	80

<sup>1)</sup> La quote-part des résultats décaulant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 28 millions \$ est composée des montants présentés aux postes Quote-part du BAIIA ajusté, Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et Quote-part des résultats. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 439 millions \$ est composé des montants présentés aux postes Quote-part des fonds provenant des activités décaulant des participations ne donnant pas le contrôle et Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

<sup>2)</sup> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

<sup>3)</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 sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction pour prendre des décisions opérationnelles 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 participations 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 :

	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>1,2</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	(51)	1 144	2 772
Autres produits .....	1	12	2	—	—	—	—	6	19	40	—	13	53
Coûts d'exploitation directs .....	(281)	(77)	(94)	(42)	(20)	(4)	(2)	(32)	(25)	(577)	21	(467)	(1 023)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30	5	35
BAIIA ajusté .....	665	178	99	119	26	22	6	33	(6)	1 142	—	695	—
Coûts de service de gestion .....	—	—	—	—	—	—	—	—	(82)	(82)	—	(4)	(86)
Charge d'intérêts .....	(180)	(18)	(42)	(45)	(10)	(6)	(3)	(14)	(89)	(407)	13	(291)	(685)
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 .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(14)	2	(12)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(380)	(380)
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)	12	(321)	(848)
Change et perte sur les instruments financiers .....	(12)	(3)	(3)	1	(14)	—	(1)	—	(15)	(47)	—	(54)	(101)
(Recouvrement) charge d'impôt différé .....	(67)	2	(10)	28	5	—	1	—	16	(25)	—	(5)	(30)
Divers .....	(17)	(8)	6	(4)	4	2	(3)	—	(6)	(26)	—	6	(20)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(12)	—	(12)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle .....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	374	374
Résultat net attribuable aux porteurs de parts <sup>3</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 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 6 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> Tel qu'ajusté pour tenir compte des états financiers historiques de TerraForm Power, Inc., société acquise le 31 juillet 2020.

<sup>3)</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 par secteur relative à certains éléments de l'état consolidé de la situation financière de notre société ainsi que le rapprochement des soldes au prorata de l'état consolidé de la situation financière, en regroupant les éléments comprenant les placements d'Énergie Brookfield dans des entreprises associées et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle :

(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 \$	(19) \$	228 \$	352 \$
Immobilisations corporelles.....	11 488	1 938	1 773	2 458	628	368	187	2 018	732	—	21 590	(1 142)	20 607	41 055
Total de l'actif.....	12 218	2 126	2 027	2 705	692	391	233	2 266	780	103	23 541	(520)	23 175	46 196
Total des emprunts.....	3 070	208	449	1 221	326	71	124	1 470	235	2 107	9 281	(431)	8 450	17 300
Autres passifs.....	2 877	148	499	597	100	10	28	335	31	248	4 873	(483)	4 026	8 416
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 :														
Nouvelles immobilisations corporelles.....	77	32	7	112	9	3	—	—	21	3	264	(19)	252	497
Au 31 décembre 2018 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie.....	6 \$	37 \$	7 \$	30 \$	29 \$	5 \$	2 \$	41 \$	9 \$	3 \$	169 \$	(7) \$	260 \$	422 \$
Immobilisations corporelles.....	11 497	1 907	1 609	2 402	815	348	36	1 347	686	(9)	20 638	(681)	18 220	38 177
Total de l'actif.....	12 125	2 105	1 868	2 562	929	379	56	1 642	746	161	22 573	(286)	21 221	43 508
Total des emprunts.....	2 995	198	419	1 210	463	75	31	1 021	249	2 328	8 989	(223)	7 780	16 546
Autres passifs.....	2 764	150	434	558	124	7	3	271	31	211	4 553	(1 811)	21 364	24 106
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 :														
Nouvelles immobilisations corporelles.....	96	30	7	11	10	—	—	9	3	6	172	(16)	171	327

## Informations géographiques

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
<b>Hydroélectricité</b> .....			
Amérique du Nord.....	1 123 \$	1 152 \$	1 149 \$
Brésil .....	259	285	287
Colombie.....	979	896	797
	<b>2 361</b>	<b>2 333</b>	<b>2 233</b>
<b>Énergie éolienne</b> .....			
Amérique du Nord.....	474	478	282
Europe .....	273	206	111
Brésil .....	110	142	60
Asie .....	71	38	—
	<b>928</b>	<b>864</b>	<b>453</b>
<b>Énergie solaire</b> .....	<b>646</b>	<b>572</b>	<b>58</b>
<b>Accumulation et divers</b> .....	<b>36</b>	<b>28</b>	<b>28</b>
<b>Total</b> .....	<b>3 971 \$</b>	<b>3 797 \$</b>	<b>2 772 \$</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.....	21 166 \$	19 785 \$
Colombie.....	7 353	6 665
Canada .....	4 680	4 434
Brésil .....	3 621	3 542
Europe .....	4 312	4 093
Asie .....	860	342
	<b>41 992 \$</b>	<b>38 861 \$</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 .....	32 \$	22 \$	32 \$
Profit sur la prestation de services réglementaires.....	14	—	—
Profit sur les placements disponibles à la vente.....	—	—	15
Divers .....	59	53	6
	<b>105 \$</b>	<b>75 \$</b>	<b>53 \$</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.....		(741) \$	(792) \$	(605) \$
Redevances sur l'eau, impôt foncier et autres .....		(186)	(163)	(166)
Achat de combustible et d'électricité <sup>1</sup> .....		(316)	(294)	(228)
Frais de commercialisation de l'énergie .....	30	(20)	(24)	(24)
		<u>(1 263) \$</u>	<u>(1 273) \$</u>	<u>(1 023) \$</u>

<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 .....	(5) \$	(17) \$	(7) \$
Variation de la juste valeur des immobilisations corporelles .....	(65)	(64)	(32)
Perte sur l'extinction de la dette .....	(35)	(27)	(1)
Amortissement des actifs liés à la concession de services .....	(20)	(9)	(2)
Divers .....	(151)	(89)	9
	<u>(276) \$</u>	<u>(206) \$</u>	<u>(33) \$</u>

## 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)	Notes	2019	2018	2017
Écart de conversion sur ce qui suit :				
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	13	49 \$	(1 592) \$	520 \$
Emprunts .....	15	(133)	607	(288)
Passifs et actifs d'impôt différé.....	12	(32)	180	(88)
Autres actifs et passifs .....		25	(39)	52
		<u>(91) \$</u>	<u>(844) \$</u>	<u>196 \$</u>

## 12. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
(Charge) recouvrement d'impôt applicable à l'élément suivant :			
Impôt exigible			
Attribuable à la période considérée.....	(70) \$	(32) \$	(39) \$
Impôt différé			
Impôts sur le résultat – création et reprise des différences temporaires.....	78	50	37
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales .....	1	95	(34)
Lié à des différences temporaires non comptabilisées et à des pertes fiscales .....	(52)	230	(33)
	<u>27</u>	<u>375</u>	<u>(30)</u>
Total (de la charge) du recouvrement d'impôt.....	<u>(43) \$</u>	<u>343 \$</u>	<u>(69) \$</u>

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Impôt différé attribuable aux éléments suivants :			
Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie.....	4 \$	(4) \$	— \$
Divers.....	5	(20)	11
Écart de réévaluation			
Création et reprise des différences temporaires.....	(432)	(1 291)	(249)
Lié aux variations des taux d'imposition ou à l'adoption de nouvelles lois fiscales.....	(59)	54	586
	<b>(482) \$</b>	<b>(1 261) \$</b>	<b>348 \$</b>

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

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Charge d'impôt au taux prévu par la loi <sup>1</sup> .....	(34) \$	(69) \$	(25) \$
Diminution (augmentation) découlant des éléments suivants :			
Augmentation des actifs d'impôt non comptabilisés.....	(52)	230	(33)
Écart entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition futur.....	1	95	(30)
Résultat des filiales imposé à différents taux.....	38	87	20
Divers.....	4	—	(1)
(Charge) recouvrement d'impôt au taux effectif.....	<b>(43) \$</b>	<b>343 \$</b>	<b>(69) \$</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 35,0 % ((142,9) % en 2018 et 94,5 % en 2017). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux, des changements législatifs au cours de l'exercice visant les taux d'imposition 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 \$	— \$	— \$
2024 et par la suite.....	431	200	364
	<b>434 \$</b>	<b>200 \$</b>	<b>364 \$</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 .....	(66)	38	(28)
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	13	345	358
Regroupements d'entreprises .....	162	(182)	(20)
Écart de conversion .....	14	(102)	(88)
Au 31 décembre 2017 .....	622	(4 052)	(3 430)
Comptabilisés en résultat net .....	232	143	375
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	1	(1 252)	(1 251)
Regroupements d'entreprises .....	—	(99)	(99)
Écart de conversion .....	(20)	200	180
Au 31 décembre 2018 .....	835	(5 060)	(4 225)
Comptabilisés en résultat net .....	23	4	27
Comptabilisés dans les capitaux propres .....	11	(491)	(480)
Regroupements d'entreprises .....	7	14	21
Écart de conversion .....	9	(41)	(32)
Au 31 décembre 2019 .....	885 \$	(5 574) \$	(4 689) \$

Les passifs d'impôt différé comprennent des passifs de 4 293 millions \$ (3 864 millions \$ en 2018 et 2 623 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 dont les passifs d'impôt différé n'ont pas été comptabilisés s'élève à 3 633 millions \$ (3 434 millions \$ en 2018 et 1 558 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)	Notes	Hydro- électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Accumula- tion et divers <sup>1</sup>	Total <sup>2</sup>
Au 31 décembre 2017.....		22 386 \$	7 153 \$	2 851 \$	318 \$	32 708 \$
Ajouts.....		212	79	31	6	328
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	—	1 228	1 716	—	2 944
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente.....	5	—	(58)	(674)	—	(732)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		3 774	1 165	779	4	5 722
Écart de conversion.....		(1 137)	(294)	(120)	(41)	(1 592)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		(33)	(41)	31	(7)	(50)
Charge d'amortissement.....		(536)	(436)	(157)	(22)	(1 151)
Au 31 décembre 2018.....		24 666	8 796	4 457	258	38 177
Adoption d'IFRS 16 <sup>3</sup> .....		79	224	100	4	407
Ajouts.....		172	26	262	4	464
Cessions.....	4	—	(440)	—	—	(440)
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises.....	3	—	550	753	—	1 303
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global :						
Variation de la juste valeur.....		1 537	649	230	(3)	2 413
Écart de conversion.....		98	(33)	(8)	(8)	49
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net :						
Variation de la juste valeur.....		(17)	(11)	(18)	(1)	(47)
Charge d'amortissement.....		(520)	(461)	(271)	(19)	(1 271)
Au 31 décembre 2019 <sup>4</sup> .....		26 015 \$	9 300 \$	5 505 \$	235 \$	41 055 \$

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

<sup>2)</sup> Comprend des actifs en construction de 340 millions \$ (390 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 e), « Mode de présentation et principales méthodes comptables », pour de plus amples renseignements 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 208 millions \$ de notre secteur énergie éolienne, de 131 millions \$ de notre secteur énergie solaire et de 3 millions \$ de notre secteur accumulation et divers.

La juste valeur des immobilisations corporelles d'Énergie Brookfield est calculée comme il est décrit à la note 1 j), « Immobilisations corporelles et modèle de réévaluation » et à la note 1 s) 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 t) 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.

Au début de mai 2020, Énergie Brookfield a exercé l'option de rachat du contrat de location de sa centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW, en contrepartie d'un montant total de 560 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 420 millions \$). La transaction a été conclue en novembre 2020.

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.....	<b>4,6 %-4,9 %</b>	4,8 %-5,6 %	<b>9,0 %</b>	9,6 %	<b>8,2 %</b>	9,0 %	<b>3,5 %-4,0 %</b>	4,0 %-4,3 %
Non visés par contrat.....	<b>6,1 %-6,4 %</b>	6,4 %-7,2 %	<b>10,3 %</b>	10,9 %	<b>9,5 %</b>	10,3 %	<b>4,0 %-5,3 %</b>	5,8 %-6,1 %
Taux de capitalisation final <sup>2</sup> .	<b>6,1 %-6,4 %</b>	6,1 %-7,1 %	<b>9,8 %</b>	10,4 %	<b>s. o.</b>	s. o.	<b>s. o.</b>	s. o.
Date de sortie.....	<b>2040</b>	2039	<b>2039</b>	2038	<b>2047</b>	2047	<b>2035</b>	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 aux États-Unis, au Canada et en Colombie ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques.

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 .....	(1 030) \$	(190) \$	(90) \$	(60) \$	(1 370) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation .....	1 060	250	70	60	1 440
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	920	400	80	10	1 410
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie...	(920)	(400)	(80)	(10)	(1 410)
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

(EN MILLIONS)	2018				
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Europe	Total
Augmentation de 25 points de base des taux d'actualisation .....	(930) \$	(180) \$	(80) \$	(20) \$	(1 210) \$
Diminution de 25 points de base des taux d'actualisation .....	990	190	80	20	1 280
Augmentation de 5 % des prix futurs de l'énergie.....	940	440	100	20	1 500
Diminution de 5 % des prix futurs de l'énergie..	(940)	(440)	(100)	(20)	(1 500)
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 aux États-Unis, au Canada et en Colombie ne s'applique qu'aux actifs hydroélectriques.

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 .....	61 %	25 %	68 %	91 %
11 à 20 ans.....	31 %	0 %	33 %	44 %

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 .....	88 \$	217 000 COP	295 R\$	147 €
11 à 20 ans.....	80	272 000	407	226

<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 .....	64 \$	257 000 COP	273 R\$	75 €
11 à 20 ans.....	116	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 210 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)	2019	2018
Hydroélectricité .....	<b>11 816 \$</b>	11 888 \$
Énergie éolienne.....	<b>6 863</b>	6 989
Énergie solaire.....	<b>4 761</b>	4 025
Divers <sup>1</sup> .....	<b>234</b>	246
	<b>23 674 \$</b>	23 148 \$

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

## 14. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des immobilisations incorporelles :

(MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2017		13 \$
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	3	257
Charge d'amortissement <sup>1</sup>		(9)
Solde au 31 décembre 2018		261
Charge d'amortissement <sup>1</sup>		(20)
Solde au 31 décembre 2019		241 \$

<sup>1)</sup> Compris au poste Divers des comptes consolidés de résultats.

Les immobilisations incorporelles concernent certaines centrales de production d'énergie exploitées dans le cadre d'accords de concession de services en Amérique latine. Nous tirons principalement profit d'un accord de concession proposé par le gouvernement et d'une CAÉ à long terme avec UTE - Administracion Nacional de Usinas y Transmisiones Electricas, société d'État de la République d'Uruguay responsable de la production d'électricité aux termes de la CAÉ, nous sommes tenus de fournir de l'électricité à un prix fixe pour la durée du contrat, lequel prix sera ajusté pour tenir compte de l'inflation.

Les actifs liés à la concession de services d'Énergie Brookfield sont exploités comme des autorisations échéant entre 2031 et 2038. Les autres immobilisations incorporelles sont amorties selon la méthode linéaire sur 17 à 20 ans.

Aux termes de ces arrangements, Énergie Brookfield a comptabilisé un produit de 36 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (23 millions \$ en 2018 et 7 millions \$ en 2017).

## 15. EMPRUNTS

### Emprunts de la société mère

Le tableau suivant présente les composantes des emprunts de la société mère aux 31 décembre :

	31 décembre 2019				31 décembre 2018			
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	Taux d'intérêt moyen pondéré (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Facilités de crédit.....	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	—	—	—	—
	<b>4,1</b>	<b>10</b>	<b>1 808 \$</b>	<b>1 905 \$</b>	<b>4,4</b>	<b>7</b>	<b>1 613 \$</b>	<b>1 640 \$</b>
Total des emprunts de la société mère .....			2 107	2 204 \$			2 334	2 361 \$
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>1</sup> ....			(7)				(6)	
			<b>2 100 \$</b>				<b>2 328 \$</b>	

<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>
Emprunts de la société mère		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	(6) \$	(5) \$
Autres coûts de financement.....	(2)	(2)
Amortissement des coûts de financement.....	1	1
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice .....	<u>(7) \$</u>	<u>(6) \$</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 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. Au cours de l'exercice, Brookfield 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 d'Énergie Brookfield, la société 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> .....	2 150 \$	2 100 \$
Emprunts effectués aux termes des facilités de crédit de la société mère <sup>1</sup> .....	(299)	(721)
Facilité de lettres de crédit autorisée.....	400	300
Lettres de crédit émises .....	(266)	(209)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère .....	<u>1 985 \$</u>	<u>1 470 \$</u>

<sup>1)</sup> Les montants sont garantis par Énergie 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 33, « 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 \$ US.

### **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, 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 Banco Central de Colombia, 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 constituent des dettes à taux fixe et à taux variable indexés au taux préférentiel du prêteur (coût marginal du taux d'emprunt). Les emprunts sans recours en Chine sont assortis de taux d'intérêt variables de la Banque populaire de Chine (« BPC »).

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 <sup>1</sup>								
Hydroélectricité <sup>2</sup> .....	5,9	10	6 616 \$	7 106 \$	6,1	9	6 318 \$	6 517 \$
Énergie éolienne .....	4,4	10	4 351	4 523	4,6	9	4 432	4 457
Énergie solaire .....	4,7	10	4 166	4 333	5,2	11	3 424	3 419
Accumulation et divers ..	3,9	4	94	98	4,1	5	92	96
Total.....	5,1	10	15 227	16 060 \$	5,4	10	14 266	14 489 \$
Ajouter : primes non amorties <sup>3</sup> .....			92				54	
Déduire : coûts de financement non amortis <sup>3</sup> ....			(119)				(102)	
Déduire : tranche courante.....			(1 133)				(1 189)	
			<b>14 067 \$</b>				<b>13 029 \$</b>	

<sup>1)</sup> Comprennent 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.

<sup>2)</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>3)</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 .....	265	255	447	468	248	2 668	4 351
Énergie solaire .....	465	614	137	449	148	2 353	4 166
Accumulation et divers .....	1	80	1	1	1	10	94
	<b>1 133 \$</b>	<b>1 072 \$</b>	<b>1 168 \$</b>	<b>1 842 \$</b>	<b>796 \$</b>	<b>9 216 \$</b>	<b>15 227 \$</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
Emprunts sans recours		
Coûts de financement non amortis au début de l'exercice .....	(102) \$	(97) \$
Autres coûts de financement.....	(43)	(29)
Amortissement des coûts de financement.....	12	19
Écart de conversion et autres .....	14	5
Coûts de financement non amortis à la fin de l'exercice .....	<b>(119) \$</b>	<b>(102) \$</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 30 avril 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 204 millions \$ visant les centrales d'énergie éolienne en Uruguay, soit un financement additionnel de 58 millions \$. L'emprunt a été prélevé en trois tranches. Une tranche d'environ 46 % de l'encours du capital porte intérêt à un taux fixe de 2,6 %, et l'autre tranche porte intérêt au taux de base applicable, majoré de la marge applicable s'échelonnant de 1,94 % à 2,94 %.

Le 29 mai 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement de 104 millions \$ visant les centrales d'énergie solaire aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré de la marge s'échelonnant de 2 % à 2,4 %, et vient à échéance en mai 2034.

Le 6 juin 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement par obligations visant les 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 \$) visant les 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 \$, visant 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 \$ visant les 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 30 août 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement de 131 millions \$ visant les centrales d'énergie éolienne aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt à un taux de base applicable, majoré d'une marge de 3,2 %, et vient à échéance en juillet 2032.

Le 25 septembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement de 475 millions \$ visant les centrales d'énergie solaire aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt à un taux de base applicable, majoré d'une marge s'échelonnant de 1 % à 1,75 %, et vient à échéance en septembre 2020.

Le 8 octobre 2019, Énergie Brookfield a augmenté sa facilité de crédit renouvelable et sa facilité de lettres de crédit visant les activités aux États-Unis pour les porter à respectivement 800 millions \$ et 300 millions \$. Les deux facilités viennent à échéance en octobre 2024 et la facilité de crédit porte intérêt aux taux de base applicable, majoré d'une marge de 2,25 %. Au 31 décembre 2019, aucun montant n'avait été emprunté sur les facilités.

Le 8 octobre 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 168 millions \$ visant 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.

Le 16 octobre 2019, Énergie Brookfield a réalisé une émission de billets d'un montant en capital de 700 millions \$ visant les activités aux États-Unis. Les billets de premier rang portent intérêt à un taux fixe de 4,75 % et viennent à échéance en janvier 2030.

En octobre 2019, Énergie Brookfield a remboursé des billets d'un montant en capital de 300 millions \$ avant leur échéance en 2025, ainsi qu'un montant de 350 millions \$ sur un emprunt à terme avant son échéance.

Au cours du quatrième trimestre de 2019, la société a réalisé des financements d'un montant total de 600 milliards COP (182 millions \$) visant les 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 \$ visant 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.

Le 25 novembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement de 172 millions \$ visant un portefeuille d'énergie éolienne aux États-Unis. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge de 3,55 % et vient à échéance en mai 2039.

Le 10 décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement de 235,8 millions € (264 millions \$) visant un portefeuille d'énergie éolienne en Espagne. L'emprunt porte intérêt au taux de base applicable, majoré d'une marge s'échelonnant de 1,65 % à 2,05 %, et vient à échéance en décembre 2033.

Le 27 décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un refinancement de 213,6 millions € (240 millions \$) visant un portefeuille d'énergie solaire en Espagne, soit un financement additionnel d'environ 42,0 millions € (47 millions \$). L'emprunt est composé de deux tranches venant à échéance en juin 2035 et en décembre 2033 et porte intérêt respectivement à un taux de 2,55 % et à un taux égal au taux Euribor, majoré d'une marge s'échelonnant de 1,9 % à 2,5 %.

En décembre 2019, Énergie Brookfield a conclu un financement sans recours de 187 millions R\$ (47 millions \$) visant 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 \$) visant 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 \$), visant 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 \$ visant les 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....	14 218 \$	823	319	(196)	36	15 200 \$
<b>2018</b>						
Emprunts de la société mère.....	2 350 \$	115	—	—	(137)	2 328 \$
Emprunts sans recours....	13 088 \$	(103)	1 984	(360)	(391)	14 218 \$

<sup>1)</sup> Comprend le change et l'amortissement de la prime et des coûts de financement non amortis.

## 16. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les participations ne donnant pas le contrôle d'Énergie Brookfield se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation .....	<b>11 086 \$</b>	10 289 \$
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	<b>68</b>	67
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield .....	<b>3 317</b>	3 266
Actions privilégiées .....	<b>597</b>	568
	<b><u>15 068 \$</u></b>	<b><u>14 190 \$</u></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 Infrastructure Fund	Brookfield Infrastructure Fund II	Brookfield Infrastructure Fund III	Brookfield Infrastructure Fund IV	Portefeuille hydro-électrique au Canada	The Catalyst Group	Investisseurs institutionnels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Participations ne donnant pas le contrôle dans TerraForm Power – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2016 .....	963 \$	1 654 \$	1 085 \$	— \$	— \$	127 \$	1 675 \$	14 \$	— \$	71 \$	5 589 \$
Résultat net .....	(29)	(13)	13	—	—	12	47	—	(29)	5	6
Autres éléments du résultat global.....	(76)	269	111	—	—	2	78	(1)	—	—	383
Apports en capital .....	—	89	685	—	—	—	19	—	—	—	793
Acquisition.....	—	—	525	—	—	—	—	—	692	137	1 354
Distributions.....	(8)	(317)	(88)	—	—	(7)	(115)	—	—	(8)	(543)
Acquisition des actions d'Isagen .....	—	—	(1)	—	—	—	(5)	5	—	—	(1)
Divers .....	—	—	2	—	—	—	2	(9)	2	—	(3)
Au 31 décembre 2017 .....	850	1 682	2 332	—	—	134	1 701	9	665	205	7 578
Résultat net .....	1	9	164	—	4	14	174	1	59	13	439
Autres éléments du résultat global.....	66	298	1 107	—	(11)	(18)	504	5	294	58	2 303
Apports en capital .....	—	9	235	—	293	—	—	—	—	—	537
Acquisition.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	21	21
Distributions.....	(17)	(81)	(324)	—	—	(6)	(167)	—	(55)	(14)	(664)
Divers .....	—	12	(18)	—	(10)	—	—	—	39	52	75
Au 31 décembre 2018 .....	900	1 929	3 496	—	276	124	2 212	15	1 002	335	10 289
Résultat net .....	—	(13)	6	6	19	17	154	1	(79)	2	113
Autres éléments du résultat global.....	46	134	427	(3)	61	(41)	266	2	112	—	1 004
Apports en capital .....	—	—	2	159	268	—	—	(2)	244	3	674
Cessions.....	—	(87)	—	—	—	—	—	—	—	(85)	(172)
Distributions.....	(24)	(120)	(332)	—	(1)	(11)	(259)	(1)	(66)	(30)	(844)
Divers .....	—	8	20	1	(5)	—	2	(2)	(5)	3	22
Au 31 décembre 2019 .....	922 \$	1 851 \$	3 619 \$	163 \$	618 \$	89 \$	2 375 \$	13 \$	1 208 \$	228 \$	11 086 \$
Participations détenues par des tiers ..	75 %-80 %	43 %-60 %	23 %-71 %	72 %-73 %	50 %	25 %	53 %	0,4 %	39 %	20 %-50 %	

Le 11 juin 2018, une filiale de Brookfield a acquis 60 975 609 actions ordinaires de TerraForm Power au prix de 10,66 \$ l'action dans le cadre d'un placement privé (le « placement privé de 2018 »). Immédiatement après la clôture du placement privé de 2018, Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient une participation d'environ 65 % dans TerraForm Power. La participation financière restante d'environ 35 % était détenue par les actionnaires publics de TerraForm Power.

Le 3 août 2018, TerraForm Power a émis 80 084 actions ordinaires à l'intention d'une société affiliée contrôlée de Brookfield et actionnaire de TerraForm Power relativement aux pertes nettes subies dans le cadre du règlement définitif d'un recours collectif conformément aux lois fédérales. Immédiatement après la clôture de l'émission, Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient une participation d'environ 65 % dans TerraForm Power. La participation financière restante d'environ 35 % était détenue par les actionnaires publics de TerraForm Power.

Le 8 octobre 2019, une société affiliée de Brookfield a acquis 2 981 514 actions ordinaires de TerraForm Power au prix de 16,77 \$ l'action dans le cadre d'un placement privé (le « placement privé de 2019 »). Le placement privé de 2019 a été réalisé parallèlement au placement de 250 millions \$ par voie d'appel public à l'épargne de TerraForm Power. À la clôture de l'appel public à l'épargne et du placement privé de 2019, Brookfield et ses partenaires institutionnels détenaient, en date du 31 décembre 2019, une participation d'environ 61,5 % dans TerraForm Power. La participation financière restante d'environ 38,5 % était détenue par les actionnaires publics de TerraForm Power.

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>	TerraForm Power <sup>3</sup>	Divers	Total
Participations détenues par des tiers	75 %-80 %	43 %-60 %	69 %-71 %	72 %-73 %	50 %	25 %	76 %	71,1 %	20 %-50 %	
Établissement	États-Unis Brésil	États-Unis Brésil Europe	États-Unis Brésil Inde Chine	Inde Chine	Canada	États-Unis	Colombie	Amérique du Nord, Amérique du Sud, Europe	États-Unis, Brésil, Canada, Colombie	
<b>Exercice clos le 31 décembre 2017 :</b>										
Produits.....	123 \$	430 \$	53 \$	— \$	— \$	135 \$	797 \$	147 \$	32 \$	1 717 \$
Résultat net.....	(34)	(20)	18	—	—	47	89	(56)	7	51
Total du résultat global.....	(133)	529	126	—	—	57	236	(57)	—	758
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	(29)	(13)	13	—	—	12	67	(47)	3	6
<b>Exercice clos le 31 décembre 2018 :</b>										
Produits.....	157 \$	447 \$	311 \$	— \$	38 \$	142 \$	896 \$	815 \$	21 \$	2 827 \$
Résultat net.....	2	17	19	—	15	56	331	213	2	655
Total du résultat global.....	95	544	898	—	25	(16)	1 290	1 063	16	3 915
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	1	9	15	—	6	14	251	142	1	439
<b>Au 31 décembre 2018 :</b>										
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	1 687 \$	5 553 \$	2 322 \$	— \$	1 679 \$	875 \$	6 665 \$	9 163 \$	253 \$	28 197 \$
Total de l'actif.....	1 737	5 831	3 725	—	1 975	982	7 717	10 263	293	32 523
Total des emprunts.....	536	1 979	838	—	924	369	1 744	5 829	70	12 289
Total du passif.....	582	2 395	1 441	—	1 933	387	3 548	7 209	88	17 583
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle.....	900	1 929	1 641	—	314	124	3 169	2 160	52	10 289
<b>Exercice clos le 31 décembre 2019 :</b>										
Produits.....	155 \$	451 \$	255 \$	39 \$	96 \$	145 \$	971 \$	991 \$	29 \$	3 132 \$
Résultat net.....	2	(20)	10	9	42	67	293	(207)	6	202
Total du résultat global.....	61	294	359	4	138	(99)	1 007	90	17	1 871
Résultat net attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.....	—	(13)	8	6	19	17	220	(149)	5	113
<b>Au 31 décembre 2019 :</b>										
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	1 713 \$	5 240 \$	2 508 \$	538 \$	1 849 \$	696 \$	7 352 \$	10 350 \$	261 \$	30 507 \$
Total de l'actif.....	1 754	5 455	3 371	662	3 486	794	8 403	11 420	268	35 613
Total des emprunts.....	509	1 756	850	331	1 651	325	1 865	6 297	93	13 677
Total du passif.....	569	2 116	1 089	439	2 045	342	3 928	8 155	114	18 797
Valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle.....	922	1 852	1 622	162	651	88	3 395	2 344	50	11 086

<sup>1)</sup> Compte non tenu de l'information liée à Isagen et TerraForm Power, 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 %.

<sup>3)</sup> Les participations détenues par des tiers dans TerraForm Power au 31 décembre 2019 se répartissaient comme suit : Brookfield Infrastructure Fund III, 32,6 %; et participations d'actionnaires publics ne donnant pas le contrôle dans TerraForm Power, 38,5 %.

*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 commandite dépassent les niveaux cibles de 0,375 \$ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative s'établit à 15 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil. Si les distributions trimestrielles des parts de société en commandite dépassent les niveaux cibles de 0,4225 \$ par part de société en commandite, la distribution incitative équivaut alors à 25 % de toutes les distributions au-dessus de ce seuil.

Après la réalisation de la distribution spéciale, les seuils utilisés pour calculer les droits aux distributions incitatives de Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, seront réduits à respectivement 0,300 \$ et 0,338 \$ au versement de la distribution spéciale. Se reporter à la note 34, « Événements postérieurs à la date de clôture », pour de plus amples renseignements.

Les capitaux propres consolidés comprennent les parts de société en commandite rachetables/échangeables et la participation de commandité. Les parts de société en commandite 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 commandite 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 commandite qu'elle détient, à raison de une pour une, les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont classées à titre de capitaux propres selon IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. Les parts de société en commandite 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 commandite émises par Énergie Brookfield et les parts de société en commandite 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 commandite 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 commandite d'Énergie Brookfield.

Au 31 décembre 2019, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 parts au 31 décembre 2018) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 parts au 31 décembre 2018) étaient en circulation.

*Distributions*

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

(EN MILLIONS)	<b>2019</b>	2018	2017
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield.....	<b>5 \$</b>	5 \$	5 \$
Distributions incitatives.....	<b>50</b>	40	30
	<b>55 \$</b>	45 \$	35 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	<b>268</b>	255	243
	<b>323 \$</b>	300 \$	278 \$

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 .....	3 971 \$	3 797 \$	2 772 \$
Résultat net.....	80	583	4
Résultat global.....	2 025	4 474	1 354
Résultat net attribuable aux éléments suivants <sup>1</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	50	41	29
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	(65)	16	(36)
<b>Aux 31 décembre :</b>			
Immobilisations corporelles à la juste valeur.....	41 055 \$	38 177 \$	
Total de l'actif .....	46 196	43 508	
Total des emprunts.....	17 300	16 546	
Total du passif .....	25 716	24 106	
Valeur comptable des éléments suivants <sup>2</sup> :			
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield .....	68	67	
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	3 317	3 266	

<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.

En juillet 2020, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021 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.

## 17. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

Les capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées d'Énergie Brookfield sont composés des parts privilégiées de catégorie A présentées comme suit :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des dividendes cumulatifs (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Dividendes déclarés pour les exercices clos les		Valeur comptable au	
				31 décembre 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.

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 %.

En juillet 2020, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Énergie Brookfield lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 8 juillet 2021, ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. Les porteurs de parts privilégiées 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.

## **18. 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).

Après le 31 décembre 2019, 100 352 parts de sociétés en commandite supplémentaires ont été émises dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions, pour un coût total de 3 millions \$.

Au 31 décembre 2019, la participation directe et indirecte de Brookfield, 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.

Le 3 juin 2020, Brookfield a conclu une distribution secondaire visant la vente de 10 236 000 parts de société en commandite directes d'Énergie Brookfield (la « distribution secondaire »). La participation directe et indirecte de Brookfield, soit 175 491 567 part de société en commandite et parts de société en commandite échangeables, après la distribution secondaire représente environ 57 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détient, par suite de la distribution secondaire, une participation directe de société en commandite de 26 % dans Énergie Brookfield.

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a conclu l'acquisition de TerraForm Power en procédant à l'émission de 37 035 241 actions échangeables et 4 034 469 parts de société en commandite. La participation directe et indirecte de Brookfield par suite de l'acquisition de TerraForm Power représentait environ 51,5 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, par suite de l'acquisition de TerraForm Power, une participation directe de société en commandite de 25 % dans Énergie Brookfield. Pour de plus amples renseignements sur l'acquisition de TerraForm Power, se reporter à la note 34, « Événements postérieurs à la date de clôture ».

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)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
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 1,74 \$ par part de société en commandite sur une base annualisée, en fonction d'un ajustement tenant compte de la distribution spéciale des actions de BEPC le 30 juillet 2020, soit une hausse de 0,09 \$ par part de société en commandite, qui a pris effet pour la distribution versée en mars 2020.

## 19. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Notes	Total
Solde au 31 décembre 2017 .....		901 \$
Acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises.....	3	160
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente.....	5	(22)
Écart de conversion .....		(91)
Solde au 31 décembre 2018 .....		948
Écart de conversion et divers <sup>1</sup> .....		1
Solde au 31 décembre 2019 <sup>2</sup> .....		<u>949 \$</u>

<sup>1)</sup> Correspondent aux ajustements de la répartition du prix d'acquisition des actifs et des passifs repris dans le cadre de l'acquisition de Saeta Yield.

<sup>2)</sup> Comprend un goodwill de 821 millions \$ de notre secteur hydroélectrique, de 66 millions \$ de notre secteur énergie éolienne et de 62 millions \$ de notre secteur énergie solaire.

Le goodwill comptabilisé au 31 décembre 2017 découle de la comptabilisation du passif d'impôt différé dans la répartition du prix d'acquisition de regroupements d'entreprises. Le passif d'impôt différé est évalué, conformément à IAS 12, dans la répartition du prix d'acquisition plutôt qu'à la juste valeur. Par conséquent, le goodwill comptabilisé ne représente pas le goodwill principal, mais plutôt le goodwill découlant de concepts comptables, ou goodwill « secondaire ». Afin d'éviter une dépréciation immédiate de ce goodwill secondaire, Énergie Brookfield a retiré de la valeur comptable tout goodwill secondaire qui continue, à la date du test de dépréciation du goodwill, d'être soutenu par l'existence du passif d'impôt différé initial qui a donné lieu au goodwill. Nous avons effectué un test de dépréciation en date du 31 décembre 2019 au niveau où le goodwill fait l'objet d'un suivi par la direction. Dans le cadre de ce test de dépréciation du goodwill, la direction a retiré de la valeur comptable des actifs touchés le goodwill secondaire qui continuait d'être soutenu par l'existence du passif d'impôt différé initial qui avait donné lieu au goodwill. Le solde du goodwill n'est pas important par rapport au solde total au 31 décembre 2019 et aucune dépréciation du goodwill n'a été comptabilisée au cours de l'exercice.

## 20. GESTION DU CAPITAL

Les principaux objectifs d'Énergie Brookfield par rapport à la gestion du capital consistent à s'assurer de la durabilité de son capital en vue de soutenir les activités poursuivies, de respecter ses obligations financières, de saisir les occasions de croissance et d'offrir des distributions stables à ses porteurs de parts de société en commandite. Le capital d'Énergie Brookfield est surveillé au moyen du ratio d'endettement du siège social et du ratio d'endettement consolidé. Au 31 décembre 2019, ces ratios étaient de respectivement 16 % et 40 % (respectivement 15 % et 40 % 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		Données consolidées	
	2019	2018	2019	2018
Facilité de crédit 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> .....	—	—	15 227	14 266
	1 808	1 613	17 035	15 879
Passifs d'impôt différé, montant net <sup>4</sup> .....	—	—	4 689	4 225
Capitaux propres				
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	—	—	11 086	10 289
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> .....	7 964	7 838	7 964	7 838
Total de la structure du capital.....	11 202 \$	10 726 \$	42 204 \$	39 506 \$
Ratio d'endettement.....	16 %	15 %	40 %	40 %

<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 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 27 millions \$ (48 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.

## 21. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Le tableau suivant présente les variations des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence d'Énergie Brookfield :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Solde au début de l'exercice.....	<b>684 \$</b>	509 \$	206 \$
Participation .....	<b>144</b>	13	248
Quote-part du résultat net.....	<b>29</b>	28	11
Quote-part des autres éléments du résultat global.....	<b>81</b>	168	54
Dividendes reçus.....	<b>(16)</b>	(9)	(31)
Écart de conversion et autres.....	<b>15</b>	(25)	21
Solde à la fin de l'exercice .....	<b>937 \$</b>	<b>684 \$</b>	<b>509 \$</b>

Les tableaux suivants résument l'ensemble des produits bruts et du résultat net des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence détenues à 100 % :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Produits.....	<b>430 \$</b>	491 \$	163 \$
Résultat net.....	<b>88</b>	79	32
Quote-part du résultat net <sup>1</sup> .....	<b>29</b>	28	11

<sup>1)</sup> Les participations d'Énergie Brookfield dans ces entités s'échelonnent de 13 % à 60 %.

Le tableau suivant résume l'ensemble des actifs et des passifs bruts des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Actifs courants.....	<b>539 \$</b>	182 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur .....	<b>5 912</b>	2 788
Autres actifs.....	<b>74</b>	57
Passifs courants.....	<b>536</b>	93
Emprunts sans recours.....	<b>1 513</b>	937
Autres passifs.....	<b>1 017</b>	38

## 22. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Trésorerie .....	<b>327 \$</b>	329 \$
Dépôts à court terme.....	<b>25</b>	93
	<b>352 \$</b>	<b>422 \$</b>

## 23. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se présentaient comme suit :

(EN MILLIONS)	Note	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Activités.....		<b>128 \$</b>	135 \$
Obligations liées au crédit .....		<b>143</b>	181
Dépenses d'investissement et projets de développement.....		<b>22</b>	15
Total .....		<b>293</b>	331
Moins : non courante .....	25	<b>(104)</b>	(168)
Courante.....		<b>189 \$</b>	163 \$

## 24. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield aux 31 décembre se composaient des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	2019	2018
Créances clients .....	<b>580 \$</b>	489 \$
Charges payées d'avance et créances diverses .....	<b>143</b>	136
Autres créances à court terme .....	<b>205</b>	144
Tranche courante de l'actif sur contrat .....	<b>51</b>	45
	<b>979 \$</b>	814 \$

Au 31 décembre 2019, 72 % des créances clients étaient non échues (81 % 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.

## 25. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Les composantes des autres actifs non courants d'Énergie Brookfield se présentaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	2019	2018
Actif sur contrat.....		<b>422 \$</b>	402 \$
Liquidités soumises à restrictions.....	23	<b>104</b>	168
Divers.....		<b>77</b>	65
		<b>603 \$</b>	635 \$

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 2018 aux conventions d'achat d'électricité à long terme intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield portant sur les actifs de production en Ontario détenus par Great Lakes Power Limited et Fiducie Mississagi Power. L'incidence nette de ces modifications a été contrebalancée par l'apport de modifications à la convention d'achat d'électricité à long terme qu'Énergie Brookfield a conclue avec Brookfield portant sur plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis; toutefois, les modifications ont donné lieu à un échéancier différent pour les flux de trésorerie. Par conséquent, les modifications ont été comptabilisées en fonction de leur substance, entraînant la comptabilisation de soldes d'actifs et de passifs sur contrat ainsi que de coûts de financement nets sur la durée résiduelle des conventions. Aucune provision importante n'est prévue pour les pertes de crédit attendues découlant des actifs sur contrat. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

## 26. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield aux 31 décembre étaient comme suit :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Autres créditeurs liés aux activités d'exploitation .....	<b>309</b> \$	324 \$
Dettes fournisseurs .....	<b>152</b>	117
Intérêts à payer sur des emprunts.....	<b>105</b>	122
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> .....	<b>33</b>	30
Tranche à court terme des obligations locatives .....	<b>21</b>	—
Divers .....	<b>67</b>	53
	<u><b>687</b> \$</u>	<u>646 \$</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.

## 27. PASSIFS RELATIFS AU DÉMANTÈLEMENT

Le tableau ci-dessous présente la variation des passifs relatifs au démantèlement de la société :

(EN MILLIONS)	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Solde au début de l'exercice.....	<b>394</b> \$	374 \$
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises .....	<b>38</b>	68
Réduction issue de paiements/décomptabilisation .....	<b>(8)</b>	—
Désactualisation.....	<b>17</b>	8
Modification d'estimations.....	<b>61</b>	(30)
Effet de change.....	<b>2</b>	(26)
Solde à la fin de l'exercice .....	<u><b>504</b> \$</u>	<u>394 \$</u>

Énergie Brookfield a comptabilisé des passifs relatifs au démantèlement associés 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 2020 et 2137. Le coût estimatif des activités de démantèlement est établi d'après l'évaluation d'un tiers.

## 28. AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les autres passifs non courants de la société se répartissaient comme suit aux 31 décembre :

(EN MILLIONS)	Note	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Passifs sur contrat.....		<b>562</b> \$	479 \$
Obligations locatives.....		<b>379</b>	—
Obligations au titre des prestations de retraite.....	32	<b>99</b>	80
Passif au titre des paiements relatifs aux concessions .....		<b>12</b>	15
Divers .....		<b>149</b>	16
		<u><b>1 201</b> \$</u>	<u>590 \$</u>

Les passifs sur contrat découlent de la modification qui a été apportée à la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield et plusieurs entités détenues par Énergie Brookfield aux États-Unis. Se reporter à la note 25, « Autres actifs non courants », pour de plus amples renseignements sur les soldes des contrats d'Énergie Brookfield. Se reporter à la note 30, « Transactions entre parties liées », pour de plus amples renseignements sur les conventions relatives aux produits intervenues entre Énergie Brookfield et Brookfield.

Les obligations locatives découlent de la mise en œuvre d'IFRS 16 le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

## 29. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

### Engagements

Dans le cours de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales sont parties à des ententes relatives à l'utilisation d'eau, de terrains et de barrages. Les paiements prévus en vertu de ces ententes varient selon le volume d'électricité produite. Les diverses ententes peuvent être renouvelées et se prolonger jusqu'en 2089.

Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield prendra des engagements au titre des dépenses d'investissement qui concernent principalement des coûts engagés dans le cadre de projets d'initiatives de croissance divers. Au 31 décembre 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.

Une filiale contrôlée par Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, s'est engagée à investir environ 48 millions \$ en vue d'acquérir un portefeuille d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 210 MW. La clôture de la transaction devrait se faire au deuxième trimestre de 2020, sous réserve des conditions de clôture habituelles, et la participation d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

### Éventualités

Dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield fait l'objet d'actions en justice de temps à autre en ce qui a trait à sa propriété et à l'exploitation de son portefeuille. À cet égard, TerraForm Power fait face à un litige concernant le paiement conditionnel de certains actifs en développement que SunEdison a acquis des vendeurs de First Wind Sellers en 2014. Ce litige est antérieur à notre investissement initial dans TerraForm Power en 2017. En outre, TerraForm Power fait face à un litige en regard d'un placement privé concernant Énergie Brookfield et ses sociétés affiliées en 2018. Nous ne pouvons prédire l'incidence des litiges en cours, ni le temps et l'argent nécessaires à leur résolution.

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 15, « 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 .....	668	635
	<b>718 \$</b>	<b>686 \$</b>

## 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 ainsi que de transferts de crédits d'impôt ou de subventions liés à la production d'énergie renouvelable provenant de partenariats donnant droit à des avantages fiscaux. Énergie Brookfield a également convenu d'indemniser ses administrateurs et certains de ses dirigeants et employés. La nature de la quasi-totalité des promesses d'indemnisation empêche Énergie Brookfield de faire une estimation raisonnable du montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal, et les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Énergie Brookfield et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

## 30. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Les transactions entre parties liées d'Énergie Brookfield sont comptabilisées à la valeur d'échange et sont principalement effectuées avec Brookfield.

Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu ou modifié les conventions principales suivantes :

### Principales conventions

#### *Conventions de société en commandite*

Les conventions de société en commandite modifiées et 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 135 millions \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (94 millions \$ en 2018 et 86 millions \$ en 2017).

#### *Convention-cadre de services de TERP et Brookfield*

TerraForm Power était partie à une entente de gestion (la « convention-cadre de services de TERP et Brookfield ») avec Brookfield ainsi que certaines de ses sociétés affiliées, datée du 16 octobre 2017. En vertu de la convention-cadre de services de TERP et Brookfield, TerraForm Power assumait les coûts de services de gestion trimestriels qui étaient calculés comme suit, conformément à la convention-cadre de services de TERP et Brookfield :

- Pour chacun des quatre premiers trimestres après le 16 octobre 2017, une composante fixe de 2,5 millions \$ par trimestre (sous réserve d'un ajustement proportionnel pour le trimestre qui comprend le 16 octobre 2017) plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.
- Pour chacun des quatre trimestres suivants, une composante fixe de 3,0 millions \$ par trimestre rajustée annuellement en fonction de l'inflation plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.
- Par la suite, une composante fixe de 3,75 millions \$ par trimestre rajustée annuellement en fonction de l'inflation plus 0,3125 % de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour ce trimestre.

Aux fins du calcul du paiement des coûts de services de gestion, l'expression « augmentation de la valeur de la capitalisation

boursière » désignait, pour tout trimestre, l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière de TerraForm Power pour ce trimestre, calculée en multipliant le nombre d'actions ordinaires en circulation de TerraForm Power au dernier jour de Bourse du trimestre par la différence entre (x) le cours moyen pondéré selon le volume d'une action ordinaire pendant les jours de Bourse dudit trimestre et (y) 9,52 \$. Si la différence entre (x) et (y) dans le calcul de l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière pour un trimestre est un nombre négatif, alors l'augmentation de la valeur de la capitalisation boursière est réputée être nulle. Les coûts de services de gestion de TerraForm Power sont compris dans le compte de résultat intermédiaire d'Énergie Brookfield en fonction de ses données historiques.

La convention-cadre de services de TERP et Brookfield a été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power.

#### *Convention de vote de BRELP*

En 2011, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield, aux termes de laquelle Énergie Brookfield, par l'intermédiaire de BRPL, détient un certain nombre de droits de vote, notamment le droit de donner des directives contraignantes à l'égard de l'ensemble des votes pouvant être exercés dans le cadre de l'élection des administrateurs du commandité de BRELP.

### **Convention de gouvernance**

TerraForm Power était partie à une convention de gouvernance datée du 16 octobre 2017, désignée comme la convention de gouvernance, avec Orion Holdings et toutes les sociétés affiliées contrôlées de Brookfield Asset Management (autres que TerraForm Power et ses sociétés affiliées contrôlées), lesquelles, en vertu de la convention de gouvernance, deviennent occasionnellement parties à la présente convention, désignées collectivement comme les commanditaires.

La convention de gouvernance établissait certains droits et certaines obligations de TerraForm Power et des sociétés affiliées contrôlées de Brookfield Asset Management qui détenaient des titres avec droits de vote de TerraForm Power à l'égard de la gouvernance de TerraForm Power et des relations entre les sociétés affiliées de Brookfield Asset Management, TerraForm Power et ses sociétés affiliées contrôlées.

Le 11 juin 2018, Orion Holdings, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. (« NA HoldCo ») et TerraForm Power ont signé une convention connexe en vertu de laquelle NA HoldCo est devenue partie à la convention de gouvernance. Le 29 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo, BBHC Orion Holdco L.P. (« BBHC Orion »), filiale contrôlée par Brookfield Asset Management, et TerraForm Power ont signé une deuxième convention selon laquelle BBHC Orion est devenue partie à la convention de gouvernance.

La convention de gouvernance a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power.

### **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 de la vente d'électricité, y compris de la prestation de services de transport et d'autres services supplémentaires. De plus, Brookfield se chargeait de l'ordonnancement et de la répartition, et voyait au transport de l'électricité produite et de l'électricité fournie à des tiers conformément aux pratiques prudentes de l'industrie. En vertu de chaque convention, Brookfield avait droit au remboursement de tous les frais tiers engagés et, dans certains cas, recevait une rémunération supplémentaire en échange de la prestation de ses services de vente d'électricité et 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 portant sur les 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 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 et confère à Brookfield le droit de mettre fin à la convention en 2036.

### *Autres conventions relatives aux produits*

En vertu d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans, Brookfield achète 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 des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund III (les « entités liées à BIF III ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des 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 %.

Énergie Brookfield détient sa participation dans ses activités en Colombie dans le cadre d'un consortium. Le consortium, quant à lui, détient sa participation dans Isagen par l'entremise d'une entité (« Hydro Holdings »), laquelle a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Isagen. Le commandité d'Hydro Holdings est une filiale contrôlée par Énergie Brookfield. Énergie Brookfield a le droit de nommer la majorité des membres du conseil d'administration d'Hydro Holdings dans la mesure où Brookfield 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.

Simultanément à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec une société affiliée contrôlée par Brookfield pour transférer les droits de vote rattachés à leurs actions respectives détenues dans TerraForm Power à Énergie Brookfield. Par conséquent, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation.

Énergie Brookfield a conclu des conventions de vote avec certaines filiales de Brookfield en vertu desquelles ces filiales, à titre de membres directeurs des entités liées à Brookfield Infrastructure Fund IV (les « entités liées à BIF IV ») dans lesquelles Énergie Brookfield détient des participations dans des activités de production d'électricité avec des 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 est de 25 %.

### **Autres conventions**

#### *Convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu la ligne de crédit du commanditaire avec Brookfield Asset Management et une de ses sociétés affiliées (les « prêteurs »). La ligne de crédit du commanditaire constitue une facilité de crédit renouvelable garantie de 500 millions \$ aux termes de laquelle les prêteurs s'engagent à octroyer des prêts au TIOL à Énergie Brookfield au cours d'une période ne devant pas dépasser trois ans à compter de la date de prise d'effet de la ligne de crédit du commanditaire (sous réserve du devancement de la période advenant certains événements précis). TerraForm Power peut seulement employer la ligne de crédit du commanditaire pour financer une partie ou la totalité de certaines acquisitions financées ou de dépenses en immobilisations liées à la croissance. La ligne de crédit du commanditaire sera en vigueur jusqu'au 16 octobre 2022 inclusivement et toutes les obligations y afférentes devront être acquittées d'ici la même date. Les emprunts contractés aux termes de la ligne de crédit du commanditaire portent intérêt à un taux annuel correspondant au TIOL déterminé en fonction du coût de financement des dépôts en dollars américains pour la période d'intérêt applicable à l'emprunt, ajusté en fonction de certains coûts additionnels, dans chaque cas majoré de 3 % par année. Outre les intérêts à payer sur l'encours du capital aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, Énergie Brookfield est tenue de payer une commission de non-utilisation de 0,5 % par année à l'égard des montants inutilisés aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, payable trimestriellement à terme échu.

TerraForm Power est autorisée à réduire volontairement les montants inutilisés et à rembourser à tout moment, sans prime ni pénalité, les emprunts en cours aux termes de la ligne de crédit du commanditaire, à l'exception des coûts de rupture habituels. Dans certains cas, TerraForm Power pourrait être tenue d'effectuer le remboursement anticipé du solde des emprunts aux termes de la ligne de crédit du commanditaire.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2018, TerraForm Power a effectué deux emprunts totalisant 86 millions \$ sur la ligne de crédit du commanditaire pour financer une tranche du prix de l'acquisition de Saeta et a remboursé intégralement ces montants. Au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, aucun solde n'était à rembourser aux termes de la ligne de crédit du commanditaire.

La convention d'octroi de ligne de crédit du commanditaire a été résiliée après l'acquisition de TerraForm Power

### *Convention relative aux relations de TERP*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu avec Brookfield Asset Management une convention relative aux relations, désignée comme la « convention relative aux relations de TERP », qui régissait certains aspects de la relation entre Brookfield Asset Management et TerraForm Power. En vertu de la convention relative aux relations de TERP, Brookfield Asset Management convenait que TerraForm Power lui servira, ainsi qu'à ses sociétés affiliées, de principal véhicule pour la détention d'actifs solaires et éoliens en exploitation en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, et qu'elle accordera à TerraForm Power, sous réserve de certaines conditions, le droit de première offre à l'égard de certains de ces actifs solaires et éoliens en exploitation situés dans ces régions et développés par des personnes qu'elle commandite ou qui sont sous son contrôle. Les droits de TerraForm Power en vertu de la convention relative aux relations de TERP sont assujettis à certaines exceptions et à certains droits de consentement définis dans cette dernière.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 et des trimestres clos les 31 mars 2020 et 2019, TerraForm Power n'a acquis aucune installation d'énergie renouvelable auprès de Brookfield Asset Management dans le cadre de la convention relative aux relations de TERP.

La convention relative aux relations de TERP a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power.

### *Convention de droits d'inscription de TERP*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power a conclu une convention relative aux droits d'inscription, désignée comme la « convention relative aux droits d'inscription de TERP », avec Orion Holdings. La convention relative aux droits d'inscription de TERP régissait les droits et obligations de TerraForm Power, d'une part, et de Brookfield Asset Management et ses sociétés affiliées, d'une autre part, à l'égard de l'inscription pour la revente d'une tranche ou de toutes les actions ordinaires de TERP détenues par Brookfield Asset Management ou une de ses sociétés affiliées qui sont parties à la convention relative aux droits d'inscription de TERP.

Le 11 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo et TerraForm Power ont signé une convention connexe en vertu de laquelle NA HoldCo est devenue partie à la convention relative aux droits d'inscription de TERP. Le 29 juin 2018, Orion Holdings, NA HoldCo, BBHC Orion et TerraForm Power ont signé une deuxième convention connexe en vertu de laquelle BBHC Orion est devenue partie à la convention relative aux droits d'inscription de TERP.

La convention relative aux droits d'inscription de TERP a été résiliée au moment de l'acquisition de TerraForm Power.

### *Nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra*

Le 16 octobre 2017, TerraForm Power et BRE Delaware, Inc. ont conclu une convention de société à responsabilité limitée modifiée et mise à jour de TerraForm Power, LLC, désignée comme la nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra. La nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra rajuste notamment les seuils applicables aux droits aux distributions incitatives de TerraForm Power, LLC, établissant un premier seuil de distribution de 0,93 \$ par action ordinaire de TERP et un deuxième seuil de distribution de 1,05 \$ par action ordinaire de TERP. En vertu de la nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra, les montants provenant de TerraForm Power, LLC devaient faire l'objet d'une distribution trimestrielle, comme suit :

- premièrement à TerraForm Power selon un montant représentant ses dépenses et autres charges engagées pour le trimestre concerné;
- deuxièmement aux porteurs de parts de catégorie A de TerraForm Power, LLC, désignées comme les parts de catégorie A, jusqu'à ce qu'un montant ait été distribué à ces derniers qui, en tenant compte de tous les impôts payables par TerraForm Power à l'égard du bénéfice imposable attribuable à cette distribution, donnerait lieu à une distribution de 0,93 \$ par action aux porteurs d'actions ordinaires de TERP (sous réserve d'un ajustement pour les distributions, combinaisons ou fractionnements d'actions ordinaires de TERP) si pareil montant était versé à tous les porteurs d'actions ordinaires de TERP;
- troisièmement, 15 % aux détenteurs des droits aux distributions incitatives et 85 % aux porteurs de parts de catégorie A jusqu'à ce qu'un montant supplémentaire ait été distribué à ces derniers au cours de ce trimestre qui, en tenant compte de tous les impôts payables par TerraForm Power à l'égard du bénéfice imposable attribuable à cette distribution, donnerait lieu à une distribution supplémentaire de 0,12 \$ par action aux porteurs d'actions ordinaires de TERP (sous réserve d'un ajustement pour les distributions, combinaisons ou fractionnements d'actions ordinaires de TERP) si pareil montant était versé à tous les porteurs d'actions ordinaires de TERP;

- par la suite, 75 % aux porteurs d'unités de catégorie A au pro rata et 25 % aux détenteurs des droits aux distributions incitatives au prorata.

TerraForm Power n'a effectué aucun paiement lié aux droits aux distributions incitatives au cours des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017.

La nouvelle convention de société à responsabilité limitée de Terra a été modifiée au moment de l'acquisition de TERP afin de supprimer les obligations de TerraForm Power, LLC d'effectuer des paiements liés aux droits aux distributions incitatives.

#### *Autres conventions*

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

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)	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
<b>Produits</b>			
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits.....	<b>558 \$</b>	534 \$	601 \$
Convention de nivellement de la production éolienne.....	<b>1</b>	7	6
	<b>559 \$</b>	541 \$	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) \$
<b>Charge d'intérêts</b>			
Emprunts .....	<b>(7) \$</b>	(13) \$	— \$
Désactualisation du solde des contrats .....	<b>(8)</b>	—	—
	<b>(15) \$</b>	(13) \$	— \$
<b>Coûts de service de gestion .....</b>	<b>(135) \$</b>	(94) \$	(86) \$

<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
		<u>111 \$</u>	<u>110 \$</u>
<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 .....	93 \$	63 \$
	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et autres .....	10	11
Distributions constituées payables sur les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables	Brookfield .....	36	35
		<u>139 \$</u>	<u>109 \$</u>
<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.

## 31. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

La variation nette des soldes du fonds de roulement pour les exercices clos les 31 décembre présentée dans les tableaux consolidés des flux de trésorerie s'établit comme suit :

(EN MILLIONS)	2019	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants .....	(66) \$	(122) \$	(35) \$
Dettes fournisseurs et autres créditeurs .....	17	(18)	(45)
Autres actifs et passifs .....	(4)	46	(9)
Règlement de la distribution spéciale liée à TerraForm Power .....	—	—	(285)
	<u>(53) \$</u>	<u>(94) \$</u>	<u>(374) \$</u>

## 32. 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 .....	<u>45 \$</u>	<u>54 \$</u>	<u>31 \$</u>	<u>49 \$</u>	<u>37 \$</u>	<u>52 \$</u>

### 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 .	<u>188 \$</u>	<u>58 \$</u>	<u>157 \$</u>	<u>53 \$</u>	<u>172 \$</u>	<u>57 \$</u>

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 :

	2019	2018
Catégorie d'actif :		
Trésorerie et équivalents de trésorerie .....	2 %	2 %
Titres de capitaux propres .....	52 %	47 %
Titres de créance .....	46 %	51 %
	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

### 33. 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 consolidation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Au 31 décembre 2019 :</b>							
Actifs courants .....	32 \$	408 \$	1 832 \$	133 \$	3 776 \$	(4 161) \$	2 020 \$
Actifs non courants .....	5 428	251	2	25 068	44 459	(31 032)	44 176
Passifs courants.....	40	7	24	3 918	2 597	(4 163)	2 423
Passifs non courants .....	—	—	1 801	300	21 851	(659)	23 293
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	—	—	—	—	11 086	—	11 086
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	—	—	—	3 317	—	—	3 317
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 \$	4 136 \$	(3 823) \$	2 458 \$
Actifs non courants.....	5 208	239	1	24 078	41 341	(29 817)	41 050
Passifs courants.....	38	6	21	3 096	3 345	(3 823)	2 683
Passifs non courants.....	—	—	1 607	798	19 660	(642)	21 423
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation.....	—	—	—	—	10 289	—	10 289
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield.....	—	—	—	3 266	—	—	3 266
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., Brookfield BRP Europe Holdings Limited et Brookfield Renewable Investments 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 consolidation <sup>4</sup>	Énergie Brookfield (consolidé)
<b>Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019</b>							
Produits .....	— \$	— \$	— \$	2 \$	3 970 \$	(1) \$	3 971 \$
Résultat net.....	10	—	(4)	(156)	1 997	(1 767)	80
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	3 798 \$	(1) \$	3 797 \$
Résultat net .....	62	7	(1)	(25)	1 485	(945)	583
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :							
Produits.....	— \$	— \$	— \$	— \$	2 772 \$	— \$	2 772 \$
Résultat net .....	(4)	10	(1)	(435)	584	(150)	4

<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 15, « Emprunts », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 16, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

### 34. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

En février 2020, Énergie Brookfield, par l'entremise de sa filiale, TerraForm Power, a conclu l'acquisition d'un portefeuille de deux centrales d'énergie solaire concentrée en Espagne d'une puissance nominale combinée d'environ 100 MW à un prix d'achat total d'environ 117 millions € (environ 128 millions \$ en date de l'acquisition). Ces installations, dont la durée de vie réglementaire résiduelle est d'environ 19 ans, sont assujetties au cadre de réglementation sur les énergies renouvelables de l'Espagne.

En février 2020, Énergie Brookfield a émis 8 000 000 de parts de société en commandite privilégiées, 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 %.

En mars 2020, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'actifs d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 278 MW et d'actifs d'énergie solaire en exploitation en Inde d'une puissance de 47 MW. La participation de la société dans les deux projets devrait s'élever à 25 %.

En mars 2020, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire en Thaïlande d'une puissance de 39 MW, pour un produit total de 94 millions \$. La participation de la société dans ce portefeuille était de 31 %.

En juin 2020, des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 10 236 000 parts de société en commandite au prix de 48,85 \$ chacune, pour un produit brut de 500 millions \$. Énergie Brookfield n'a vendu aucune part de société en commandite dans le cadre du placement et ne tirera aucun produit du placement des parts de société en commandite.

En août 2020, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 14 d'un montant en capital de 425 millions \$ CA (319 millions \$). Les billets à moyen terme portent intérêt à un taux fixe de 3,33 % par année et viennent à échéance en août 2050. Les billets à moyen terme de série 14 sont des obligations vertes à l'échelle de la société mère.

En septembre 2020, Énergie Brookfield a remboursé les billets à moyen terme de série 8 d'un montant en capital de 400 millions \$ CA (304 millions \$) avant leur date d'échéance.

En septembre 2020, Énergie Brookfield, avec ses partenaires institutionnels, a conclu la vente d'actifs d'énergie solaire d'une puissance de 33 MW en Afrique du Sud, pour un produit total de 25 millions \$. La participation d'Énergie Brookfield dans ce portefeuille était de 31 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, par l'entremise de sa filiale, TerraForm Power, a conclu la vente d'une participation brute de 40 % dans un portefeuille éolien aux États-Unis pour un produit total de 264 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 178 millions \$).

En octobre 2020, Énergie Brookfield a réalisé la vente d'un portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 47 MW, pour un produit de 140 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 55 millions \$). Énergie Brookfield détient une participation financière de 39 % et 100 % des droits de vote dans le portefeuille éolien en Irlande.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a conclu l'acquisition d'un portefeuille d'énergie solaire en développement au Brésil d'une puissance de 1 200 MW en contrepartie d'environ 46 millions \$, qui devrait commencer ses activités commerciales au début de 2023. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a fait l'acquisition d'un portefeuille de prêts garantis par des actifs en exploitation d'une puissance de près de 2 500 MW de l'une des plus importantes sociétés financières non bancaires en Inde, pour une contrepartie d'environ 200 millions \$. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, Énergie Brookfield, de concert avec des partenaires institutionnels, a investi la tranche finale de 400 millions \$ CA du montant en capital de 750 millions \$ CA qu'Énergie Brookfield avait convenu d'investir dans TransAlta Corporation au début de l'exercice 2019. La participation financière d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 25 %.

En octobre 2020, des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management ont conclu un placement secondaire de 4 663 250 actions échangeables au prix de 80,20 \$ CA (60,06 \$) chacune, pour un produit brut de 374 millions \$ CA (285 millions \$). Énergie Brookfield n'a vendu aucune action échangeable dans le cadre du placement et ne tirera aucun produit du placement. Compte tenu du placement secondaire, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

En novembre 2020, Énergie Brookfield a racheté le contrat de location de sa centrale hydroélectrique en Louisiane d'une puissance de 192 MW en contrepartie de 560 millions \$ (participation nette d'Énergie Brookfield totalisant 420 millions \$).

En novembre 2020, Énergie Brookfield a annoncé le fractionnement des parts de société en commandite en circulation d'Énergie Brookfield et des actions en circulation de BEPC à raison de trois pour deux.

Étant donné le caractère progressif et dynamique des circonstances entourant la COVID-19, il est difficile de prédire l'importance qu'auront les conséquences de cette maladie, y compris les mesures prises à ce sujet, sur l'économie mondiale et Énergie Brookfield, de même que la durée des perturbations. L'ampleur de ces répercussions dépendra des événements futurs, qui sont très incertains, en évolution rapide, et difficiles à prédire, notamment de nouvelles informations pouvant être rendues publiques concernant la gravité de la COVID-19 et de mesures qui peuvent être prises pour endiguer sa progression. De tels développements pourraient nuire à nos actifs, à notre passif, à notre entreprise, à notre situation financière, à nos résultats d'exploitation et à nos flux de trésorerie.

## Formation de BEPC et acquisition de TerraForm Power

Le 29 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait un apport à BEPC se composant de ses actifs de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Colombie (sauf une participation de 10 % dans certaines activités brésiliennes et colombiennes, qui est toujours détenue indirectement par Énergie Brookfield). Le 30 juillet 2020, Énergie Brookfield a effectué la distribution spéciale selon laquelle les porteurs de parts inscrits au 27 juillet 2020 (la « date de clôture des registres ») ont reçu une action échangeable pour chaque tranche de quatre parts de société en commandite. Immédiatement avant la distribution spéciale, Énergie Brookfield a reçu des actions échangeables par voie d'une distribution de BRELP (la « distribution de BRELP ») des actions échangeables à tous ses porteurs de parts. Par suite de la distribution de BRELP, i) Brookfield et ses filiales ont reçu approximativement 33,1 millions d'actions échangeables et ii) Énergie Brookfield a reçu approximativement 44,7 millions d'actions échangeables, qu'elle a par la suite distribuées aux porteurs de parts dans le cadre de la distribution spéciale. À la clôture de la distribution spéciale, i) les porteurs de parts de société en commandite émises dans le public détenaient approximativement 42,8 % des actions échangeables émises et en circulation, ii) Brookfield et ses sociétés affiliées détenaient approximativement 57,2 % des actions échangeables émises et en circulation, et iii) une filiale d'Énergie Brookfield détenait la totalité des actions à droits de vote multiples de catégorie B émises et en circulation, soit les actions de catégorie B, de BEPC qui représentent un bloc de 75,0 % de droits de vote dans BEPC, et la totalité des actions sans droit de vote de catégorie C émises et en circulation, soit les actions de catégorie C, de BEPC, ce qui donne à Énergie Brookfield le droit à la valeur résiduelle de BEPC après le paiement du montant intégral à verser aux porteurs d'actions échangeables et d'actions de catégorie B. Énergie Brookfield contrôlait directement et indirectement BEPC avant la distribution spéciale et continue de la contrôler depuis la distribution spéciale par l'intermédiaire de ses participations dans BEPC. Les actions échangeables sont cotées à la Bourse de New York et à la Bourse de Toronto sous le symbole « BEPC ».

Les seuils utilisés pour calculer les droits aux distributions incitatives de Brookfield, à titre de détenteur de la participation de commandité de 1 % dans BRELP, ont été réduits à respectivement 0,300 \$ et 0,338 \$ au versement de la distribution spéciale pour donner effet à celle-ci.

Le 31 juillet 2020, Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »), aux termes de laquelle Énergie Brookfield a acquis toutes les actions ordinaires de catégorie A de TerraForm Power qui n'étaient pas déjà détenues par Énergie Brookfield ou ses sociétés affiliées (les « actions de TerraForm Power émises dans le public »), soit une participation de 38 % dans TerraForm Power (l'« acquisition de TerraForm Power »). Conformément à l'acquisition de TerraForm Power, chaque porteur d'actions de TerraForm Power émises dans le public a reçu 0,47625 action échangeable de BEPC ou part de société en commandite, pour chaque action de TerraForm Power émise dans le public détenue par lui. L'acquisition de TerraForm Power a été conclue en échange de 37 035 241 actions échangeables et 4 034 469 parts de société en commandite. Après avoir tenu compte de la distribution spéciale et de l'acquisition de TerraForm Power, Brookfield et ses sociétés affiliées, y compris Énergie Brookfield en tant que détentrice d'actions échangeables et d'actions de catégorie B, détiennent environ 84,7 % des droits de vote dans BEPC. Les porteurs d'actions échangeables, autres que Brookfield et ses sociétés affiliées et Énergie Brookfield, détiennent environ 15,3 % de l'ensemble des droits de vote dans BEPC.

Concurremment à l'acquisition de TerraForm Power, Énergie Brookfield a conclu une convention de vote avec Brookfield en vertu de laquelle celle-ci a convenu d'accorder à Énergie Brookfield un certain nombre de droits de vote, y compris le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration de l'entité de Brookfield qui détient les actions de TerraForm Power. Par conséquent, d'un point de vue comptable, Énergie Brookfield contrôle TerraForm Power et l'inclut dans son périmètre de consolidation.

Par suite de l'acquisition de TerraForm Power, Brookfield détenait une participation directe et indirecte, soit 220 030 707 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 51,5 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 48,5 %, est détenue par des investisseurs publics. Ces pourcentages supposent que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables de BRELP et les actions échangeables sont échangées contre des parts de société en commandite (à raison de une pour une.) Compte tenu du placement secondaire, Brookfield Asset Management détient une participation directe et indirecte, soit 215 367 457 parts de société en commandite, parts de société en commandite rachetables/échangeables et actions échangeables, ce qui représente environ 50,4 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral (en supposant que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les actions échangeables en circulation ont été échangées). La participation restante, soit environ 49,6 %, est détenue par des investisseurs publics.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

[bep.brookfield.com](http://bep.brookfield.com)

NYSE: BEP

TSX: BEP.UN