Brookfield

Brookfield Renewable Partners L.P.

RAPPORT INTERMÉDIAIRE
DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

NOS ACTIVITÉS

Nous investissons directement dans des actifs d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille d'actifs regroupe une puissance totale de 17 400 mégawatts (« MW ») et une production moyenne à long terme (« MLT ») annualisée d'environ 53 400 gigawattheures (« GWh »), auquel s'ajoute un portefeuille de projets de développement de près de 8 000 MW, ce qui nous permet de nous tailler une place parmi les plus importantes sociétés ouvertes d'énergie renouvelable au monde. Nous comptons sur notre vaste expérience en matière d'exploitation pour maintenir et accroître la valeur de nos actifs, faire croître les flux de trésorerie annuellement et cultiver des relations positives avec les parties prenantes locales. Le tableau suivant présente notre portefeuille au 30 septembre 2018 :

	Réseaux hydro-graphiques	Centrales	Puissance (MW)	MLT[1] (GWh)	Capacité d'accumulation (GWh)
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	30	136	2 886	11 982	2 523
Canada	19	33	1 361	5 177	1 261
	49	169	4 247	17 159	3 784
Colombie	6	6	2 732	14 476	3 703
Brésil	27	43	927	4 799	-
	82	218	7 906	36 434	7 487
Énergie éolienne					
États-Unis	-	24	1 888	6 565	-
Canada	-	4	484	1 437	-
	-	28	2 372	8 002	-
Europe	-	49	1 224	2 760	-
Brésil	-	21	552	2 258	-
Divers[2]	-	7	277	536	-
	-	105	4 425	13 556	-
Énergie solaire[2]	-	544	1 783	3 381	-
Accumulation[3]	2	4	2 698	-	5 220
Divers[4]	-	6	580	-	-
	84	877	17 392	53 371	12 707

1) La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille à la date du présent rapport, tenant compte de toutes nos installations sur une base consolidée et annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

2) Comprend cinq centrales d'énergie solaire (151 MW) et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

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

4) Comprend quatre centrales alimentées à la biomasse au Brésil (175 MW), une centrale de cogénération en Colombie (300 MW) et une centrale de cogénération en Amérique du Nord (105 MW).

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille sur une **base consolidée** et trimestrielle au 30 septembre 2018 :

PRODUCTION (GWh)[1]	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	3 404	3 474	2 178	2 926	11 982
Canada	1 228	1 508	1 223	1 218	5 177
	4 632	4 982	3 401	4 144	17 159
Colombie	3 508	3 509	3 571	3 888	14 476
Brésil	1 181	1 198	1 210	1 210	4 799
	9 321	9 689	8 182	9 242	36 434
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	1 798	1 762	1 291	1 714	6 565
Canada	400	345	273	419	1 437
	2 198	2 107	1 564	2 133	8 002
Europe	758	642	610	750	2 760
Brésil	446	514	717	581	2 258
Divers[2]	127	142	139	128	536
	3 529	3 405	3 030	3 592	13 556
Énergie solaire[2]	781	947	901	752	3 381
Totale	13 631	14 041	12 113	13 586	53 371

1) La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille à la date du présent rapport, tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

2) Comprend cinq centrales d'énergie solaire (151 MW) et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

Le tableau suivant présente la production moyenne à long terme annualisée de notre portefeuille **au prorata** et pour chaque trimestre au 30 septembre 2018 :

PRODUCTION (GWh)[1]	T1	T2	T3	T4	Totale
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis	2 225	2 361	1 470	1 953	8 009
Canada	1 111	1 343	1 081	1 078	4 613
	3 336	3 704	2 551	3 031	12 622
Colombie	844	844	859	935	3 482
Brésil	969	985	996	996	3 946
	5 149	5 533	4 406	4 962	20 050
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	590	620	447	558	2 215
Canada	346	308	249	366	1 269
	936	928	696	924	3 484
Europe	266	220	208	263	957
Brésil	146	168	242	199	755
Divers[2]	37	42	41	36	156
	1 385	1 358	1 187	1 422	5 352
Énergie solaire[2]	223	275	260	213	971
Totale	6 757	7 166	5 853	6 597	26 373

1) La MLT est calculée en fonction de notre portefeuille à la date du présent rapport, tenant compte de toutes nos installations sur une base annualisée depuis le début de l'exercice, mais sans tenir compte de la date de l'acquisition, de la cession ou du début des activités commerciales. Pour une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, la méthode de calcul de la MLT et les raisons pour lesquelles nous ne tenons pas compte de la MLT pour nos installations du secteur accumulation et divers, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

2) Comprend cinq centrales d'énergie solaire (151 MW) et une centrale éolienne (27 MW) en Afrique du Sud qui ont été présentées comme actifs détenus en vue de la vente.

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

Le présent rapport intermédiaire renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport intermédiaire et dans d'autres documents déposés auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Dans le présent rapport intermédiaire, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Le présent rapport intermédiaire, notre formulaire 20-F et de l'information supplémentaire déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web, à l'adresse https://bep.brookfield.com, ainsi que sur le site Web de la SEC, à l'adresse www.sec.gov, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Lettre aux porteurs de parts

Nous tenons le cap sur nos priorités stratégiques à l'égard de nos activités. Nous avons dégagé, ou prévoyons dégager, des produits nets d'environ 850 millions $ d'ici la fin de l'exercice, principalement en recyclant des capitaux en nous départant de manière opportune d'actifs non essentiels ou parvenus à maturité, ce qui nous permettra d'élever le total de nos liquidités à plus de 2,3 milliards $. Les ventes de ces actifs ont été réalisées à des valeurs considérablement supérieures au prix d'offre de nos parts, ce qui fait ressortir le caractère distinctif de notre entreprise par rapport à l'ensemble du secteur. Nous avons déclaré une croissance par part de 18 % des fonds provenant des activités et des fonds provenant des activités ajustés grâce à l'accroissement des marges et aux initiatives de croissance. Enfin, nous avons fait progresser des projets de développement éoliens et hydroélectriques d'une puissance d'environ 130 mégawatts à des rendements avoisinant 20 %, ce qui cadre avec nos activités d'investissement.

Dans l'ensemble, notre stratégie demeure la même : nous recherchons des occasions d'investir à l'échelle mondiale dans nos principaux marchés au sein desquels nous pouvons dégager des rendements de 12 % à 15 % par part grâce à notre expertise en matière d'exploitation. Nous conservons un accès robuste aux sources de financement, tant par voie de placements publics que privés de titres d'emprunt et de capitaux propres, un bilan de qualité supérieure et une capacité à créer de la valeur en monétisant des actifs arrivés à échéance. Cette stratégie s'avère bénéfique depuis près de 20 ans, permettant à notre entreprise de résister à bien des cycles et tendances d'investissement qui ont marqué le secteur de l'énergie renouvelable depuis nos débuts. C'est pourquoi nous réussissons à offrir à nos actionnaires un rendement total par part de 15 % depuis notre création en 1999.

Contexte des investissements

Nous constatons que l'appétit aiguisé pour les actifs renouvelables à la grandeur de la planète ne s'est pas estompé. Notre programme de recyclage des actifs témoigne de l'importante valeur que peuvent générer les actifs de grande qualité sur les marchés privés. Plus particulièrement, la récente vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans certains de nos actifs hydroélectriques au Canada a été réalisée à une évaluation supérieure à 15 fois le BAIIA fondée sur le prix contractuel du portefeuille, ou amplement supérieure à 20 fois les prix actuels au comptant de l'énergie et de la capacité. Cette valeur est représentative de la pérennité de nos actifs hydroélectriques et de leur capacité inégalée à accumuler de l'électricité ainsi qu'à livrer de l'énergie et à assurer de la capacité pendant les périodes de pointe.

Les actifs éoliens et solaires récemment construits et visés par contrat en Amérique du Nord et en Europe enregistrent régulièrement des rendements à un chiffre se situant entre le milieu et le haut de la fourchette. Toutefois, contrairement aux actifs hydroélectriques, ces actifs génèrent des produits largement fixes qui, en général, ne s'accroissent pas en fonction de l'inflation et ont une durée de vie beaucoup plus courte. Par conséquent, nous nous attendons à ce que les évaluations se stabilisent à mesure que les taux d'intérêt augmenteront. Nous continuons donc d'être patients et à l'affût d'occasions qui exigent une expertise en matière d'exploitation, de développement ou de restructuration du capital.

Sur les marchés émergents, la forte volatilité alimentée par les faibles évaluations des actions cotées, la réduction des subventions, tout particulièrement en Chine où le soutien accordé par le gouvernement à l'énergie solaire s'est effrité tout dernièrement, et l'augmentation continue de la demande d'électricité rendent nécessaire l'accès à du capital à long terme. Les investisseurs ayant une solide expertise en matière d'exploitation, disposant de capitaux patients et envisageant des perspectives à long terme devraient tirer parti de cet environnement.

Enfin, nous constatons que l'évaluation des actions cotées aux États-Unis s'écarte de l'évaluation faite par les marchés privés. Selon nous, cela est largement attribuable aux préférences des investisseurs pour la croissance des distributions à très court terme plutôt que pour les actifs, les bénéfices et la situation financière à long terme. Cet attrait pour les distributions à très court terme associé aux taux d'intérêt à la hausse ont intensifié la pression sur le cours des actions des émetteurs du secteur de l'énergie renouvelable, les sociétés dont le bilan est de qualité inférieure et les actifs à court terme étant les plus susceptibles de subir les contrecoups de cette pression.

Nous croyons que ce déséquilibre entre les marchés publics et privés offrira d'importantes occasions pour les investisseurs axés sur la valeur ayant une situation financière solide et un bon accès aux capitaux.

Résultats d'exploitation et résultats financiers

Nous avons déclaré des fonds provenant des activités de 105 millions $, ou 0,33 $ par part, au troisième trimestre, soit une augmentation de 14 millions $ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, alors que l'entreprise continue de tirer avantage des récentes acquisitions, de la mise en service de projets de développement et des initiatives visant à accroître les marges.

L'apport de notre secteur hydroélectricité aux fonds provenant des activités a été de 104 millions $. Bien que la production ait été inférieure à la moyenne à long terme dans certaines régions au cours du trimestre, nous avons su tirer parti de la vente d'électricité produite à partir de l'eau accumulée dans nos réservoirs durant les périodes où les prix étaient plus élevés. Aux États-Unis, cette commercialisation active de l'électricité nous a permis d'obtenir des prix de l'ordre de 60 $ par mégawattheure, tandis qu'au Brésil, nous obtenions près de 500 R$ par mégawattheure (environ 165 $ US par mégawattheure) pour les ventes d'électricité à court terme. En Colombie, nous avons continué de mettre en œuvre notre plan d'affaires et avons conclu 12 nouveaux contrats s'échelonnant sur plusieurs années à des prix supérieurs au prix actuel au comptant.

L'apport de notre secteur énergie éolienne aux fonds provenant des activités s'est élevé à 29 millions $, soit près du double de celui de la période correspondante de l'exercice précédent en raison de nos récentes acquisitions. Bien que la variabilité des ressources éoliennes fasse partie de la réalité de notre entreprise, notre portée mondiale nous permet de bénéficier d'une grande diversité de ressources qui ont fait en sorte que la production globale a été conforme à nos prévisions. Par exemple, les ressources éoliennes plus faibles aux États-Unis et en Irlande ont été largement compensées par le rendement supérieur au Brésil.

Les secteurs énergie solaire et accumulation et divers ont ajouté 42 millions $ aux fonds provenant des activités, ce qui est conforme à nos attentes et témoigne d'une ressource stable et de produits qui sont plutôt liés à la disponibilité qu'à la production.

Nous continuons à faire évoluer notre portefeuille de projets de développement à l'échelle mondiale. Un fait marquant a été la mise en service ce trimestre d'un parc éolien en Irlande d'une puissance de 28 mégawatts. Nous avons également fait avancer un projet éolien en Écosse d'une puissance de 19 mégawatts, un petit projet hydroélectrique au Brésil de 49 mégawatts et l'expansion d'une centrale d'accumulation par pompage aux États-Unis d'une puissance de 63 mégawatts. Ensemble, ces projets devraient contribuer aux fonds provenant des activités sur une base annualisée à hauteur de 17 millions $ dès le quatrième trimestre de 2018. Nous nous sommes également concentrés sur l'obtention des permis et la négociation des contrats visant l'ajout d'une puissance de 176 mégawatts pour un projet de développement à un stade avancé. Nous continuons à mettre en œuvre notre stratégie d'intégration de nouveaux actifs dans nos activités en Europe, en réalisant l'acquisition d'un parc éolien en Irlande d'une puissance de 23 mégawatts après la fin du trimestre.

Initiatives de mobilisation de capitaux

Nous prévoyons nous départir d'actifs et négocier des financements plus avantageux pouvant atteindre dans l'ensemble environ 1 milliard $ d'ici la fin de l'exercice, ce qui dégagerait un produit net de 850 millions $ pour Énergie Brookfield. En date du présent rapport, nous avons mis en œuvre ces initiatives et mobilisé plus de 500 millions $. En tout et pour tout, cela élèvera nos liquidités disponibles à 2,3 milliards $ et amplifiera notre souplesse financière dans l'actuel environnement d'investissement.

Nous avons émis, au cours du trimestre, une obligation verte de 300 millions $ CA à 4,25 %, soit 100 points de base en deçà de la dette venant à échéance correspondante. Par conséquent, nous n'avons aucune échéance importante pour les cinq prochaines années et la durée moyenne pondérée de notre dette est de 10 ans.

Nous pensons également tirer des produits de l'exécution continue de notre programme de recyclage des capitaux, qui nous permettra de dégager de la valeur des actifs venant à échéance et de redéployer du capital dans des occasions offrant une plus grande croissance :

- Nous avons vendu une participation de 25 % dans un portefeuille de trois centrales hydroélectriques au Canada d'une puissance de 413 mégawatts. Nous sommes toujours responsables de la gestion et de l'exploitation du portefeuille.
- Nous prévoyons vendre une participation supplémentaire de 25 % dans ces actifs à un autre groupe d'investisseurs avant la fin de l'exercice.
- Nous faisons avancer le processus de vente d'un portefeuille éolien et solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 178 mégawatts.

Afin de faciliter la vente de la participation de 25 % dans notre portefeuille hydroélectrique au Canada, nous sommes en voie d'internaliser nos capacités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord, qui, par le passé, étaient fournies par Brookfield Asset Management (« BAM »), pour les intégrer aux activités d'Énergie Brookfield, comme cela est déjà le cas ailleurs dans le monde. Cette internalisation repose sur la modification de certaines ententes comme suit :

- Nous avons harmonisé le prix de la convention d'achat d'électricité reçu par Énergie Brookfield de la part de BAM avec les contrats sous-jacents conclus avec des tiers associés à ces centrales, ce qui accroîtra le prix reçu par Énergie Brookfield pour son portefeuille en Ontario de 16 $ CA par mégawattheure. Énergie Brookfield a également l'option de prolonger, en 2029, le contrat de sa centrale Great Lakes Power jusqu'en 2044 à un prix de 60 $ CA par mégawattheure. De plus, BAM transférera à Énergie Brookfield toutes ses autres conventions d'achat d'électricité, à l'exception de celles dans l'État de New York.
- Puisque toutes les capacités de commercialisation de l'énergie seront internalisées, nous éliminons les frais de commercialisation de l'énergie versés à BAM.
- En contrepartie, le prix actuel de la convention d'achat d'électricité intervenue avec BAM à l'égard de nos centrales dans l'État de New York sera réduit d'environ 3 $ par mégawattheure chaque année entre 2021 et 2026.

Perspectives

Nous continuons de nous concentrer sur l'exécution de nos grandes priorités, notamment l'avancement, la négociation de contrats et la mise en place d'initiatives de réduction des coûts et l'accroissement de notre portefeuille de projets de développement. Nous évaluons toujours les possibilités d'acquisition au sein de nos technologies et zones géographiques principales. En septembre, nous avons tenu notre journée annuelle des investisseurs à New York, où nous avons profité de l'occasion pour informer les porteurs de parts sur le contexte des investissements, la robustesse de notre bilan et les initiatives d'exploitation que nous avons mises en œuvre dans le cadre de nos plus récentes acquisitions, démontrant ainsi comment notre expertise en matière d'exploitation peut dégager une valeur importante. Nous remercions tous ceux qui ont pu assister à cet événement.

Comme toujours, nous demeurons déterminés à dégager un rendement à long terme total pour les porteurs de parts de 12 % à 15 % par part. Nous vous remercions de votre soutien constant et avons hâte de vous faire part de nos progrès au prochain trimestre.

Cordialement,

Le chef de la direction,

Sachin Shah

Le 31 octobre 2018

NOS FORCES CONCURRENTIELLES

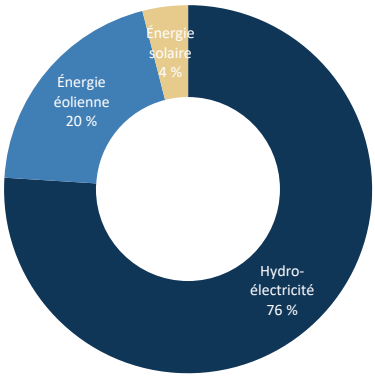
Brookfield Renewable Partners L.P. (« Énergie Brookfield ») est une société d'envergure mondiale qui détient et exploite des actifs de production d'énergie renouvelable diversifiés employant différentes technologies.

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

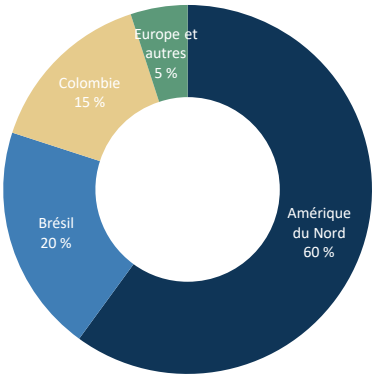
Une des plus importantes sociétés ouvertes au monde axées uniquement sur l'énergie renouvelable. Énergie Brookfield exploite un vaste portefeuille diversifié à l'échelle mondiale regroupant différentes technologies et investit dans celui-ci. Énergie Brookfield investit directement dans des actifs de production d'énergie renouvelable, mais aussi par l'intermédiaire de partenaires institutionnels, de coentrepreneurs ou d'autres ententes. Notre portefeuille regroupe une puissance installée d'environ 17 400 MW largement répartie sur quatre continents, compte un portefeuille de projets de développement d'environ 8 000 MW et table sur une production moyenne à long terme annualisée au prorata d'environ 26 400 GWh.

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

Source d'énergie



Région



Actifs diversifiés et de grande qualité, à prédominance hydroélectrique. Énergie Brookfield détient un portefeuille complémentaire regroupant des centrales hydroélectriques, d'énergie éolienne, d'énergie solaire et d'accumulation. Notre portefeuille comprend des installations à des fins commerciales, d'accumulation d'électricité de secours et de production d'électricité sur commande. L'hydroélectricité compose la vaste majorité de notre portefeuille et les actifs de ce secteur constituent les actifs d'énergie renouvelable à plus forte valeur. Il s'agit de l'un des modes de production d'électricité à plus longue durée et à plus faible coût, en plus d'être écologique. Les centrales hydroélectriques comptent sur des marges de trésorerie élevées, une capacité d'accumulation combinée à la liberté de produire de l'électricité à toute heure du jour et la possibilité de vendre de nombreux produits sur le marché, notamment de l'énergie, de la puissance et des services auxiliaires. Nos centrales d'énergie éolienne et d'énergie solaire nous permettent d'agir sur deux des secteurs d'énergie renouvelable où la croissance est la plus rapide offrant des marges de trésorerie élevées, sans coût d'intrant au titre du combustible, comptant sur des applications variées et adaptables y compris la production sur commande. Nos centrales d'accumulation fournissent à leur marché local des services essentiels au réseau et à la production sur commande. En raison de notre envergure ainsi que de la diversité et de la qualité de nos actifs, nous avons une bonne position par rapport aux autres producteurs d'énergie, ce qui procure une importante valeur de rareté à nos investisseurs.

Flux de trésorerie stables et de grande qualité ayant une valeur à long terme attrayante pour les porteurs de parts de la société en commandite. Nous comptons maintenir des flux de trésorerie hautement stables et prévisibles, provenant d'un portefeuille diversifié d'actifs hydroélectriques, éoliens et solaires de longue durée et à faibles coûts d'exploitation qui vend de l'électricité aux termes de contrats à long terme à prix fixes, conclus avec des contreparties solvables. Environ 85 % de notre production au prorata de 2019 est visée par des contrats conclus avec des organismes publics d'électricité, des services publics responsables de l'approvisionnement, des utilisateurs industriels ou des sociétés affiliées de Brookfield Asset Management. Nos conventions d'achat d'électricité ont une durée résiduelle moyenne pondérée de 14 ans, au prorata, ce qui procure une stabilité à long terme des flux de trésorerie.

Profil financier solide et stratégie de financement prudente. Énergie Brookfield affiche un solide bilan et maintient l'accès à des marchés financiers à l'échelle mondiale pour veiller à la résilience des flux de trésorerie tout au long du cycle. Notre ratio d'endettement est de 41 %, et 71 % de nos emprunts sont sans recours. Les emprunts de la société mère et ceux des filiales ont une durée moyenne pondérée d'environ respectivement 6 et 10 ans. À la date du présent rapport, les liquidités disponibles pro forma se composaient de trésorerie et d'équivalents de trésorerie d'environ 2,0 milliards $, des placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt et des tranches disponibles des facilités de crédit.

Bien positionnée pour la croissance des flux de trésorerie. Nous nous concentrons sur la croissance des flux de trésorerie des activités en cours, entièrement financées par nos flux de trésorerie générés en interne, y compris l'inclusion dans nos contrats de clauses d'indexation en fonction de l'inflation, l'accroissement des marges grâce à l'augmentation des produits et à des initiatives de réduction des coûts ainsi que la mise sur pied de nos projets de développement exclusifs d'une puissance d'environ 8 000 MW qui dégageront des rendements supérieurs. Bien que nous ne comptions pas sur les acquisitions pour atteindre nos cibles de croissance, notre entreprise a su tirer parti des occasions de fusions et d'acquisitions. Nous avons recours à une stratégie à contre-courant et tablons sur la pénurie de capitaux pour gagner des rendements solides. Nous adoptons une approche rigoureuse quand nous investissons des capitaux dans des projets de développement et des acquisitions en privilégiant une protection contre le risque de perte de valeur et la préservation des capitaux. Au cours des 10 dernières années, nous avons soit investi dans les actifs ci-après, soit nous en avons fait l'acquisition ou la mise en service : 64 centrales hydroélectriques d'une puissance totale d'environ 4 800 MW, 108 centrales éoliennes d'une puissance totale d'environ de 4 500 MW, 544 centrales d'énergie solaire d'une puissance totale d'environ 1 800 MW, 4 centrales alimentées à la biomasse d'une puissance totale de 175 MW, 2 centrales hydroélectriques d'accumulation par pompage, 1 actif de stockage dans des batteries d'une puissance totale de 2 098 MW et 1 centrale de cogénération d'une puissance de 300 MW. Notre capacité d'acquérir et d'aménager des actifs est renforcée par nos équipes aguerries d'exploitation et de développement de projets, notre relation stratégique avec Brookfield Asset Management et notre profil de liquidité et de structure du capital. Nous avons fait, par le passé, l'acquisition et le développement d'actifs au moyen d'arrangements avec des investisseurs institutionnels dans des partenariats financés ou cofinancés par Brookfield Asset Management et continuerons de le faire à l'avenir.

Profil de distribution attrayant. Nous prévoyons que notre stratégie générera des flux de trésorerie prévisibles et très stables, provenant principalement d'actifs hydroélectriques de longue durée, assurant un profil de distribution durable. Nous ciblons un ratio de distribution à long terme des fonds provenant des activités d'environ 70 % et une fourchette à long terme de taux de croissance des distributions se situant entre 5 % et 9 % par année.

Rapport de gestion
Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2018

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 a été préparé en date du 31 octobre 2018. Sauf indication contraire, les termes « Énergie Brookfield », « nous », « notre » et « nos » désignent Brookfield Renewable Partners L.P. et ses entités contrôlées. La société mère ultime d'Énergie Brookfield est Brookfield Asset Management Inc. (« Brookfield Asset Management »). Brookfield Asset Management et ses filiales, autres que Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (les « parts de société en commandite ») détenues par le public et par Brookfield, des parts de société en commandite rachetables/échangeables de Brookfield Renewable Energy L.P. (« BRELP »), filiale société de portefeuille d'Énergie Brookfield, détenues par Brookfield (les « parts de société en commandite rachetables/échangeables »), et une participation de commandité dans BRELP détenue par Brookfield (la « participation de commandité »). Les porteurs de la participation de commandité, des parts de société en commandite rachetables/échangeables et des parts de société en commandite sont désignés collectivement les « porteurs de parts », les « parts » ou par l'expression « par part », sauf indication contraire. Les parts de société en commandite et les parts de société en commandite rachetables/échangeables comportent les mêmes caractéristiques économiques à tous égards. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

Les états financiers d'Énergie Brookfield ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), selon lesquelles il faut faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants de l'actif et du passif et sur les informations relatives aux passifs éventuels présentés à la date des états financiers ainsi que sur les montants des produits et des charges au cours des périodes de présentation de l'information financière.

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

Les symboles « $ », « $ CA », « € », « R$ », « £ », « COP » et « ZAR » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling, au peso colombien et au rand. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles ainsi que les mesures financières non conformes aux IFRS que nous utilisons pour expliquer nos résultats financiers se trouvent à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ». Un rapprochement des mesures financières non conformes aux IFRS avec les mesures financières selon les IFRS les plus semblables se trouve à la « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS ». Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective, au sens prescrit par les lois américaines et canadiennes sur les valeurs mobilières. Pour la mise en garde à l'égard des énoncés prospectifs et des mesures non conformes aux IFRS, se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Notre rapport annuel et l'information supplémentaire déposés auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») et des organismes de réglementation au Canada sont accessibles sur notre site Web (https://bep.brookfield.com), ainsi que sur le site Web de la SEC (https://www.sec.gov/edgar.shtml), et sur le site Web de SEDAR (https://www.sedar.com/).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2018 9

PARTIE 2 – Revue du rendement financier selon des données consolidées 12

PARTIE 3 – Informations financières consolidées supplémentaires
Immobilisations corporelles, participations comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence et actifs détenus en vue de la vente 15
Transactions entre parties liées 16
Capitaux propres 17

PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata
Résultats au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre 19
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS 26
Profil des contrats 28

PARTIE 5 – Situation de trésorerie et sources de financement
Structure du capital, liquidités disponibles, facilités de crédit et emprunts des filiales 31
Dette à long terme et facilités de crédit 32
Tableaux consolidés des flux de trésorerie 34
Actions et parts en circulation 36
Dividendes et distributions 36

Obligations contractuelles 37
Accords hors état de la situation financière 37

PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles
Sommaire des résultats trimestriels historiques 37
Résultats au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 38
Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS 39

PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes 42

PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement 46

PARTIE 9 – Mise en garde 52

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Trimestres clos les 30 septembre 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017
Information sur l'exploitation				
Puissance (MW)	17 392	12 740	17 392	12 740
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	12 113	9 098	38 486	30 136
Production réelle	11 609	9 370	37 611	31 472
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	5 956	5 053	19 242	17 221
Production réelle	5 552	5 198	18 701	18 078
Produits moyens ($ par MWh)	79	72	76	69
Informations financières choisies[1]				
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(55) $**	**(43) $**	**(49) $**	**11 $**
Résultat de base par part de société en commandite	**(0,18)**	**(0,14)**	**(0,16)**	**0,04**
BAIIA ajusté consolidé[2]	494	381	1 619	1 297
BAIIA ajusté au prorata[2]	277	232	952	846
Fonds provenant des activités[2]	105	91	470	438
Fonds provenant des activités ajustés[2]	87	74	416	387
Fonds provenant des activités par part[1, 2]	0,33	0,28	1,50	1,44
Distribution par part de société en commandite	0,49	0,47	1,47	1,40

1) Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandité s'est établi respectivement à 312,6 millions et 312,7 millions (respectivement 311,8 millions et 303,5 millions en 2017).

2) Mesures non conformes aux IFRS. Un rapprochement des mesures selon les IFRS les plus semblables se trouve aux « PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Pro forma[1]	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Situation de trésorerie et sources de financement			
Liquidités disponibles	2 308 $	1 658 $	1 697 $
Ratio d'endettement	41 %	41 %	39 %
Emprunts sans recours au prorata à l'égard d'Énergie Brookfield	71 %	71 %	70 %
Exposition aux dettes à taux d'intérêt variables au prorata	14 %	14 %	13 %
Emprunts de la société			
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6,2 ans	6,2 ans	6,4 ans
Taux d'intérêt moyen	4,5 %	4,5 %	4,5 %
Emprunts des filiales au prorata			
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	10 ans	10 ans	10,5 ans
Taux d'intérêt moyen	5,5 %	5,5 %	5,8 %

1) Les liquidités disponibles comprennent des produits de 650 millions $ tirés de la vente annoncée d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille hydroélectrique au Canada d'une puissance de 413 MW et de la vente d'une participation supplémentaire de 25 % ne donnant pas le contrôle que nous prévoyons réaliser au cours des trois prochains mois ainsi que la quote-part d'Énergie Brookfield du produit associé aux actifs détenus en vue de la vente en Afrique du Sud. Se reporter aux « PARTIE 3 – Actifs détenus en vue de la vente » et « PARTIE 7 – Événements postérieurs à la date de clôture ».

Exploitation

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part ont augmenté de respectivement 15 % et 18 %, pour s'établir à respectivement 105 millions $ et 0,33 $ par part, l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille ayant été en partie neutralisé par une diminution de la production des centrales hydroélectriques surtout en Amérique du Nord (7 % inférieure à la moyenne à long terme et 14 % inférieure à la production de la période correspondante de l'exercice précédent au cours de laquelle la production avait été supérieure à la moyenne) et par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts et la perte de base par part de société en commandite ont augmenté de respectivement 12 millions $ et 0,04 $ par part en regard de celles de la période correspondante de l'exercice précédent sous l'effet surtout d'une hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles attribuable à la croissance, qui a largement neutralisé l'augmentation des fonds provenant des activités.

Nous continuons de nous concentrer sur les contrats à prix supérieurs et avons réalisé ce qui suit :

- En Colombie, nous avons conclu 30 nouveaux contrats au cours du trimestre, ce qui représente une production annuelle de 2 545 GWh à un prix moyen de 191 COP/kWh (65 $/MWh).
- Au Brésil, nous avons conclu quatre nouveaux contrats qui seront en vigueur à partir de 2019 visant à livrer annuellement 221 GWh jusqu'en 2023.

Situation de trésorerie et sources de financement

La situation de trésorerie demeure solide, nous disposons à la date du présent rapport de liquidités disponibles de 2,3 milliards $, ce qui comprend les ventes d'actifs pro forma.

Nous avons conclu des financements sans recours d'un montant de 395 millions $, ce qui nous a permis de maintenir à 5,5 % notre dette moyenne pondérée à l'égard des projets et à 10 ans la durée moyenne pondérée de la dette.

Nous avons émis des billets à moyen terme de série 11 d'un montant en capital de 300 millions $ CA (231 millions $), qui portent intérêt à un taux fixe de 4,25 % et viennent à échéance en janvier 2029. Il s'agit de la première émission d'une obligation verte par Énergie Brookfield afin d'obtenir du financement.

Notre risque lié aux taux d'intérêt est minime, car seulement 14 % de notre dette est assortie d'un taux variable, dont moins de 7 % se rapporte à nos activités en Amérique du Nord et en Europe.

Le processus de vente de notre portefeuille d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de 178 MW en Afrique du Sud, pour un montant de 166 millions $ (la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à environ 50 millions $), s'est poursuivi. La vente devrait clôturer au cours du quatrième trimestre de 2018, sous réserve des conditions de clôture.

Nous avons conclu avec un consortium d'acheteurs, après la fin du trimestre, une entente visant la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille hydroélectrique au Canada d'une puissance de 413 MW, lequel était visé par un contrat, et avons réalisé cette vente. Dans le cadre de cette transaction, nous avons apporté, ou convenu d'apporter, des modifications à certains contrats en vigueur qui avaient été conclus avec des parties liées, sans effet sur la valeur de ceux-ci et avons convenu d'internaliser les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord de Brookfield Asset Management.

Croissance et développement

Nous avons terminé la mise en service d'un projet éolien en Irlande d'une puissance de 28 MW, dont l'apport aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield devrait se chiffrer en moyenne à 3 millions $ par année sur la durée d'utilité de l'actif, et nous avons poursuivi la construction de projets de développement hydroélectriques, éoliens et d'accumulation d'une puissance de 131 MW, d'une puissance de 131 MW, dont l'apport annualisé aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield devrait s'élever à 17 millions $.

Après la fin du trimestre, nous avons acquis une centrale éolienne en Irlande d'une puissance de 23 MW dont l'apport annualisé aux fonds provenant des activités d'Énergie Brookfield devrait atteindre en moyenne 1 million $ sur la durée d'utilité de l'actif pour une contrepartie totale de 38 millions £ (50 millions $), la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à 20 millions $.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER SELON DES DONNÉES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	674 $	608 $
Autres produits	7	7
Coûts d'exploitation directs	(257)	(243)
Coûts de service de gestion	(22)	(21)
Charge d'intérêts – emprunts	(176)	(158)
Amortissement des immobilisations corporelles	(192)	(202)
Charge d'impôt exigible	(6)	(15)
Recouvrement d'impôt différé	11	4
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(55) $	(43) $
	Taux de change moyen de conversion en $ US	
$ CA	1,31	1,25
€	0,86	0,85
R$	3,96	3,16
COP	2 959	2 976

Analyse des écarts pour le trimestre clos le 30 septembre 2018

Les produits se sont élevés à 674 millions $ pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, une augmentation de 66 millions $ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent attribuable surtout à l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille grâce à nos récents projets de développement et d'investissement qui ont généré une production de 756 GWh et des produits de 67 millions $. Les produits ont été en partie annulés par une diminution de 1 million $ de l'apport provenant du portefeuille sur une base comparable. La production sur une base comparable a reculé de 507 GWh, et par conséquent, les produits ont diminué de 56 millions $ en raison de la détérioration des conditions hydrologiques dans l'État de New York et au Canada (18 % inférieures à la moyenne à long terme) et de notre stratégie de gestion des réservoirs en Colombie. La hausse des prix réalisés moyens au cours du trimestre s'est traduite par un apport de 76 millions $ attribuable à nos initiatives commerciales en matière d'établissement de contrats en Colombie et aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats. Le raffermissement du dollar américain par rapport au réal a eu une incidence défavorable de 21 millions $ sur nos produits, contrebalancée par l'incidence favorable de ce raffermissement sur les coûts d'exploitation et d'emprunt.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 257 millions $ représentent une hausse de 14 millions $ en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent soutenue par la croissance de notre portefeuille, en partie neutralisée par une réduction des coûts réalisée au cours du trimestre. L'effet de change mentionné ci-dessus a entraîné une diminution des coûts d'exploitation de 7 millions $.

La charge d'intérêts s'est établie à 176 millions $, soit une augmentation de 18 millions $ en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent découlant de la croissance du portefeuille.

L'amortissement des immobilisations corporelles s'est élevé à 192 millions $, soit une augmentation de 10 millions $ découlant essentiellement de la croissance, en partie annulée par l'incidence de la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Les coûts de service de gestion totalisant 22 millions $ représentent une hausse de 1 million $, laquelle est principalement attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation de l'entreprise par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est chiffrée à 55 millions $, contre une perte nette attribuable aux porteurs de parts de 43 millions $ pour le trimestre clos le 30 septembre 2017.

Le tableau suivant présente les principales données financières pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	2 202 $	1 968 $
Autres produits	26	25
Coûts d'exploitation directs	(760)	(716)
Coûts de service de gestion	(64)	(58)
Charge d'intérêts – emprunts	(534)	(477)
Amortissement des immobilisations corporelles	(611)	(600)
Charge d'impôt exigible	(20)	(27)
Charge d'impôt différé	(2)	(17)
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(49) $	11 $

	Taux de change moyen de conversion en $ US	
$ CA	1,29	1,31
€	0,84	0,90
R$	3,60	3,17
COP	2 886	2 939

Analyse des écarts pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018

Les produits se sont élevés à 2 202 millions $ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, une augmentation de 234 millions $ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La croissance de notre portefeuille, grâce à nos récents projets de développement et d'investissement, s'est traduite par un apport de 2 045 GWh à la production et de 204 millions $ aux produits, qui a été en partie annulé par l'incidence de la vente en 2017 d'un parc éolien en Europe dont l'apport représentait des produits de 8 millions $ et une production de 75 GWh pour la période correspondante de l'exercice précédent. L'apport provenant du portefeuille sur une base comparable a ajouté 30 millions $ aux produits. La hausse des prix réalisés moyens, qui a ajouté 165 millions $ aux produits, a été soutenue surtout par la hausse des prix du marché provenant de nos installations commerciales, l'incidence des clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats existants et l'augmentation des produits tirés de la capacité aux États-Unis. La diminution de la production, qui a entraîné une baisse des produits de 127 millions $, est imputable aux conditions hydrologiques dans l'État de New York et au Canada (10 % inférieures à la moyenne à long terme) et à l'incidence de notre stratégie de gestion des réservoirs en Colombie. La diminution nette des produits de 8 millions $ imputable à l'effet de change a été principalement occasionnée par la dépréciation du réal.

Les coûts d'exploitation directs totalisant 760 millions $ représentent une hausse de 44 millions $ soutenue par la croissance de notre portefeuille qui a ajouté 42 millions $ aux coûts d'exploitation directs. Compte non tenu des recouvrements de coûts non récurrents de 10 millions $ de la période correspondante de l'exercice précédent, les coûts d'exploitation ont diminué de 9 millions $ sur une base comparable grâce à nos initiatives 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 1 million $.

La charge d'intérêts s'est établie à 534 millions $, soit une augmentation de 57 millions $ par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent découlant de la croissance de notre portefeuille, en partie contrebalancée par le refinancement obtenu à de meilleures conditions au cours des douze derniers mois.

La charge d'amortissement s'est élevée à 611 millions $, soit une augmentation de 11 millions $ en regard de celle de la période correspondante de l'exercice précédent découlant de la croissance, qui a été en partie annulée par l'effet de change imputable à la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Les coûts de service de gestion totalisant 64 millions $ représentent une hausse de 6 millions $, laquelle est principalement attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation de l'entreprise par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts s'est chiffrée à 49 millions $, contre un résultat net attribuable aux porteurs de parts de 11 millions $ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017.

PARTIE 3 – INFORMATIONS FINANCIÈRES CONSOLIDÉES SUPPLÉMENTAIRES

RÉSUMÉ DES ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente un sommaire des principaux postes des états consolidés de la situation financière intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Actifs courants	1 964 $	1 666 $
Actifs détenus en vue de la vente	758	-
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1 111	721
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 521	27 096
Total de l'actif	29 941	30 904
Passifs directement liés aux actifs détenus en vue de la vente	527	-
Dette à long terme et facilités de crédit	11 392	11 766
Passifs d'impôt différé	3 543	3 588
Total du passif	16 587	16 622
Total des capitaux propres	13 354	14 282
Total du passif et des capitaux propres	29 941	30 904

Notre bilan demeure solide et reflète bien la stabilité de nos activités et l'intégration de la récente croissance de nos activités.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles s'élevaient à 25,5 milliards $ au 30 septembre 2018, contre 27,1 milliards $ au 31 décembre 2017. Au moment de conclure une entente visant la vente d'actifs d'énergie éolienne et d'énergie solaire d'une puissance de 178 MW en Afrique du Sud, nous avons reclassé un montant de 619 millions $ dans les actifs détenus en vue de la vente à l'état de la situation financière. La diminution de 838 millions $ des immobilisations corporelles, touchant principalement les actifs au Brésil et au Canada, est attribuable à l'appréciation du dollar américain.

PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

Les participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence s'élevaient à 1 111 millions $ au 30 septembre 2018, contre 721 millions $ au 31 décembre 2017. Au cours du deuxième trimestre de 2018, TerraForm Power a conclu l'acquisition et la privatisation de Saeta Yield, portefeuille d'énergie solaire et d'énergie éolienne d'une puissance de 1 028 MW situé en Europe. TerraForm Power a financé son acquisition de Saeta Yield au moyen des liquidités disponibles et d'initiatives de financement au niveau des actifs, ainsi que par l'émission d'actions supplémentaires d'un montant en capital de 650 millions $, l'apport d'Énergie Brookfield s'élevant à 420 millions $. Les actions supplémentaires acquises dans le cadre du placement privé ont fait passer la participation collective d'Énergie Brookfield et de ses partenaires institutionnels dans TerraForm Power de 51 % à 65 %, la participation d'Énergie Brookfield passant de 16 % à 30 %.

ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au cours du trimestre, nous avons poursuivi le processus de vente de notre participation dans un portefeuille d'énergie éolienne et solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 178 MW, pour un produit total de 166 millions $ (2 031 millions ZAR), la quote-part d'Énergie Brookfield totalisant environ 50 millions $. La transaction devrait avoir lieu d'ici le quatrième trimestre de 2018, sous réserve du respect des conditions de clôture.

Nous avons reclassé les actifs concernés, y compris le montant susmentionné de 619 millions $ relatif aux immobilisations corporelles, dans les actifs détenus en vue de la vente à l'état de la situation financière. Nous avons également reclassé les passifs qui y sont directement liés, y compris la dette à long terme de 361 millions $, dans les passifs directement liés aux actifs détenus en vue de la vente dans l'état de la situation financière.

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 bénéficie également d'une convention de nivellement de la production éolienne, conclue avec Brookfield, qui réduit l'exposition aux fluctuations de la production d'énergie éolienne de certaines centrales et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie.

Après la fin du trimestre, nous avons apporté des modifications à certains contrats en vigueur qui avaient été conclus avec des parties liées. Se reporter à la « PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes – Événements postérieurs à la date de clôture ». Pour plus de renseignements, se reporter également à la note 27, « Transactions entre parties liées » de notre rapport annuel de 2017

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

Énergie Brookfield a conclu des conventions avec Brookfield Americas Infrastructure Fund, Brookfield Infrastructure Fund II, Brookfield Infrastructure Fund III 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 30 septembre 2018, un montant de 272 millions $ avait été emprunté sur la facilité de crédit renouvelable non garantie confirmée de 400 millions $ fournie par Brookfield Asset Management. Au cours de l'exercice, Brookfield Asset Management a avancé également un montant de 200 millions $ à Énergie Brookfield, lequel a depuis été remboursé en totalité, y compris l'intérêt couru. La charge d'intérêts sur l'avance et sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont totalisé respectivement 2 millions $ et 7 millions $ (1 million $ et 2 millions $ en 2017). Après le 30 septembre 2018, l'emprunt de 272 millions $ sur la facilité de crédit renouvelable non garantie, majoré de l'intérêt couru, a été remboursé à Brookfield Asset Management.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat intermédiaires non audités :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Trimestres clos les 30 septembre 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	101 $	132 $	375 $	458 $
Convention de nivellement de la production éolienne	2	3	6	6
	103 $	135 $	381 $	464 $
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(3) $	(1) $	(8) $	(6) $
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(18)	(18)
Services d'assurance	(6)	(4)	(19)	(14)
	(15) $	(11) $	(45) $	(38) $
Charge d'intérêts – emprunts	(2) $	(1) $	(7) $	(2) $
Coûts de service de gestion	(22) $	(21) $	(64) $	(58) $

CAPITAUX PROPRES

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

Brookfield, à titre de détentrice 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. Si les distributions des parts de société en commandite sont supérieures à 0,375 $ par part de société en commandite par trimestre, la distribution incitative 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 respectivement 10 millions $ et 30 millions $ ont été déclarées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 (7 millions $ et 22 millions $ en 2017).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

En janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 13 ») au prix de 25 $ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions $ CA (201 millions $). Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2023. Par la suite, le taux de distribution sera fixé 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 3,00 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 auront le droit, à leur gré, d'échanger leurs parts de société en commandite privilégiées de série 13 contre des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 14 (les « parts privilégiées de série 14 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2023 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 14 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à 90 jours, majoré de 3,00 %.

Les parts de société en commandite privilégiées ne sont assorties d'aucune date d'échéance fixe et ne peuvent être rachetées au gré de leurs porteurs. Au 30 septembre 2018, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Capitaux propres des commanditaires

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.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter, aux fins de gestion du capital, jusqu'à 9 millions de ses parts de société en commandite, soit environ 5 % des parts de société en commandite émises et en circulation. L'offre viendra à échéance le 28 décembre 2018, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer de racheter le nombre de parts voulu avant cette date. Les porteurs de parts peuvent obtenir, sans frais, une copie de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune part de société en commandite n'a été rachetée au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 281 359 parts de société en commandite négociées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York, pour un coût total de 8 millions $.

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

INFORMATIONS SECTORIELLES

Les informations sectorielles sont préparées de la même façon que celles utilisées par le 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 des informations sur les secteurs et une explication sur le calcul et la pertinence des informations au prorata, se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement ».

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES TRIMESTRES CLOS LES 30 SEPTEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières **au prorata** pour les trimestres clos les 30 septembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	Production réelle		Production MLT		Produits		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	2 526	2 900	2 654	2 654	166 $	201 $	99 $	128 $	53 $	82 $	(3) $	35 $
Brésil	791	802	996	978	53	60	38	42	31	37	2	1
Colombie	742	881	859	861	54	47	29	25	20	13	11	1
	4 059	4 583	4 509	4 493	273	308	166	195	104	132	10	37
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	597	285	696	378	50	30	30	21	14	11	(27)	(21)
Europe	141	96	208	95	17	11	9	4	2	-	(9)	(1)
Brésil	211	95	242	87	15	10	13	9	11	7	5	6
Divers	48	-	41	-	4	-	3	-	2	-	1	-
	997	476	1 187	560	86	51	55	34	29	18	(30)	(16)
Énergie solaire	279	-	260	-	58	-	46	-	31	-	19	-
Accumulation et divers	217	139	-	-	25	18	14	9	11	6	5	2
Siège social	-	-	-	-	-	-	(4)	(6)	(70)	(65)	(59)	(66)
Total	5 552	5 198	5 956	5 053	442 $	377 $	277 $	232 $	105 $	91 $	(55) $	(43) $

ACTIVITÉS DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	4 509	4 493
Production (GWh) – réelle	4 059	4 583
Produits	273 $	308 $
Autres produits	2	5
Coûts d'exploitation directs	(109)	(118)
BAIIA ajusté	166	195
Charge d'intérêts	(58)	(58)
Charge d'impôt exigible	(4)	(5)
Fonds provenant des activités	104 $	132 $
Amortissement des immobilisations corporelles	(93)	(98)
Impôts différé et autres	(1)	3
Résultat net	10 $	37 $

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production hydroélectrique pour les trimestres clos les 30 septembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Amérique du Nord										
États-Unis	1 477	1 594	70 $	73 $	55 $	65 $	25 $	37 $	(14) $	(4) $
Canada	1 049	1 306	59	65	44	63	28	45	11	39
	2 526	2 900	66	69	99	128	53	82	(3)	35
Brésil	791	802	67	75	38	42	31	37	2	1
Colombie	742	881	73	53	29	25	20	13	11	1
Total	4 059	4 583	67 $	67 $	166 $	195 $	104 $	132 $	10 $	37 $

Amérique du Nord

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 53 millions $, comparativement à 82 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, étant donné une production 5 % inférieure à la moyenne à long terme et 13 % inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent alors que nous avions connu une production supérieure à la moyenne (9 % supérieure à la moyenne à long terme). Les coûts d'exploitation ont diminué en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, car nous avons continué de mettre en œuvre des initiatives de réduction des coûts.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 38 millions $ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont élevés à 31 millions $, contre 37 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En monnaie locale, les fonds provenant des activités ont augmenté de 4 % en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, soutenus par l'apport de nos projets de développement et les produits moyens par MWh plus élevés réalisés par les contrats comportant des clauses d'indexation sur l'inflation et la hausse des prix du marché, le tout neutralisé par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 1 million $ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la diminution des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus, qui a été contrebalancée par une baisse de l'amortissement des immobilisations corporelles entraînée par le raffermissement du dollar américain.

Colombie

Les fonds provenant de nos activités en Colombie se sont fixés à 20 millions $, en regard de 13 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, nos initiatives de réduction des coûts et une augmentation de 38 % des produits moyens par MWh réalisés grâce aux clauses d'indexation sur l'inflation stipulées dans nos contrats, aux démarches de renégociation de contrats et à une hausse des produits tirés des services auxiliaires ayant été atténuées en partie par une diminution de la production alors que nous accumulions l'eau dans les réservoirs en prévision des prix plus élevés pendant la prochaine saison sèche.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 10 millions $ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de l'augmentation des fonds provenant des activités mentionnée ci-dessus.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des activités de production d'énergie éolienne pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	1 187	560
Production (GWh) – réelle	997	476
Produits	86 $	51 $
Autres produits	-	-
Coûts d'exploitation directs	(31)	(17)
BAIIA ajusté	55	34
Charge d'intérêts	(25)	(15)
Charge d'impôt exigible	(1)	(1)
Fonds provenant des activités	29 $	18 $
Amortissement des immobilisations corporelles	(50)	(28)
Impôts différé et autres	(9)	(6)
Résultat net	(30) $	(16) $

Le tableau suivant présente les résultats au prorata des secteurs géographiques pour les activités de production d'énergie éolienne pour les trimestres clos les 30 septembre :

	Production réelle (GWh)		Produits moyens par MWh		BAIIA ajusté		Fonds provenant des activités		Résultat net	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Amérique du Nord										
États-Unis	421	112	83 $	125 $	19 $	10 $	8 $	6 $	(13) $	(3) $
Canada	176	173	85	92	11	11	6	5	(14)	(18)
	597	285	84	105	30	21	14	11	(27)	(21)
Europe	141	96	121	93	9	4	2	-	(9)	(1)
Brésil	211	95	71	104	13	9	11	7	5	6
Divers	48	-	62	-	3	-	2	-	1	-
Total	997	476	85 $	102 $	55 $	34 $	29 $	18 $	(30) $	(16) $

Amérique du Nord

Les fonds provenant de nos activités en Amérique du Nord se sont fixés à 14 millions $, comparativement à 11 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'augmentation de la production de nos parcs éoliens aux États-Unis et de la croissance de notre portefeuille découlant de notre participation dans TerraForm Power.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 6 millions $ comparativement à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, principalement du fait de la hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles associée à la croissance de notre portefeuille.

Europe

Les fonds provenant des activités tirés de nos activités en Europe se sont fixés à 2 millions $, en raison de l'apport de la croissance de notre portefeuille découlant de l'acquisition de Saeta Yield par TerraForm Power, soit des fonds provenant des activités de 2 millions $ et une production de 79 GWh. Sur une base comparable, la hausse des prix réalisés a été neutralisée par une diminution de la production découlant de la baisse des ressources.

La perte nette attribuable aux porteurs de parts a augmenté de 8 millions $ par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de l'amortissement des immobilisations corporelles associée à la croissance et aux projets de développement de notre portefeuille.

Brésil

Les fonds provenant de nos activités au Brésil se sont fixés à 11 millions $, comparativement à 7 millions $ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation s'explique essentiellement par l'apport de notre participation dans TerraForm Global, soit des fonds provenant des activités de 4 millions $ et une production de 113 GWh. Sur une base comparable, l'augmentation des produits moyens par MWh découlant de nos initiatives de renégociation de contrats réalisées plus tôt au cours de l'exercice a été annulée par la dépréciation du réal par rapport au dollar américain.

Le résultat net attribuable aux porteurs de parts a diminué de 1 million $ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse de l'amortissement des immobilisations corporelles associée à la croissance de notre portefeuille.

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 trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – MLT	260	-
Production (GWh) – réelle	279	-
Produits	58 $	- $
Autres produits	1	-
Coûts d'exploitation directs	(13)	-
BAIIA ajusté	46	-
Charge d'intérêts	(15)	-
Charge d'impôt exigible	-	-
Fonds provenant des activités	31 $	- $
Amortissement des immobilisations corporelles	(11)	-
Impôts différé et autres	(1)	-
Résultat net	19 $	- $

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés de nos activités de production d'énergie solaire se sont fixés à respectivement 31 millions $ et 19 millions $. L'exploitation de ce secteur est conforme à nos attentes à l'égard de nos participations dans TerraForm Power, y compris la participation additionnelle acquise au deuxième trimestre de l'exercice considéré, et dans TerraForm Global. La production a été plus ou moins comparable à la moyenne à long terme.

ACCUMULATION ET DIVERS AU PRORATA

Le tableau suivant présente les résultats au prorata du secteur accumulation et divers pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Production (GWh) – réelle	217	139
Produits	25 $	18 $
Autres produits	-	-
Coûts d'exploitation directs	(11)	(9)
BAIIA ajusté	14	9
Charge d'intérêts	(3)	(3)
Charge d'impôt exigible	-	-
Fonds provenant des activités	11 $	6 $
Amortissement des immobilisations corporelles	(5)	(7)
Impôts différé et autres	(1)	3
Résultat net	5 $	2 $

Les fonds provenant des activités et le résultat net attribuable aux porteurs de parts tirés des activités des centrales d'accumulation par pompage et des installations alimentées à la biomasse se sont fixés à respectivement 11 millions $ et 5 millions $. L'augmentation de respectivement 5 millions $ et 3 millions $ est attribuable essentiellement à l'amélioration du rendement de notre centrale d'accumulation par pompage en Nouvelle-Angleterre, laquelle a été soutenue par une hausse des prix en fonction de la puissance et une augmentation de la production.

SIÈGE SOCIAL

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017
Produits	- $	- $
Autres produits	1	-
Coûts d'exploitation directs	(5)	(6)
BAIIA ajusté	(4)	(6)
Coûts de service de gestion	(22)	(21)
Charge d'intérêts	(27)	(23)
Distributions sur les actions et parts de société en commandite privilégiées	(17)	(15)
Fonds provenant des activités	(70) $	(65) $
Impôts différé et autres	12	(1)
Perte nette	(58) $	(66) $

Les coûts de service de gestion totalisant 22 millions $ représentent une augmentation de 1 million $ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui est attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation de notre entreprise en regard de celle de l'exercice précédent.

La charge d'intérêts a augmenté de 4 millions $ contre celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse des emprunts contractés pour financer la croissance de nos activités.

Les distributions attribuables aux actions et aux parts de société en commandite privilégiées ont augmenté de 2 millions $ par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'émission de parts de société en commandite privilégiées d'un montant en capital de 250 millions $ CA (201 millions $) qui a été réalisée au premier trimestre de 2018, le tout, en partie annulé par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 30 septembre 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	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumu-lation et divers	Siège social	Total			
Produits	166	53	54	50	17	15	4	58	25	-	442	(100)	332	674
Autres produits	1	1	-	-	-	-	-	1	-	1	4	(1)	4	7
Coûts d'exploitation directs	(68)	(16)	(25)	(20)	(8)	(2)	(1)	(13)	(11)	(5)	(169)	31	(119)	(257)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	70
BAIIA ajusté	99	38	29	30	9	13	3	46	14	(4)	277	-	217	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	(22)	-	-	(22)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(5)	(9)	(16)	(6)	(2)	(1)	(15)	(3)	(27)	(128)	29	(77)	(176)
Charge d'impôt exigible	(2)	(2)	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(5)	2	(3)	(6)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)	-	-	(10)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31)	-	(31)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(137)	(137)
Fonds provenant des activités	53	31	20	14	2	11	2	31	11	(70)	105	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	(13)	(1)	(2)	-	-	-	-	-	-	(2)	(18)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	40	30	18	14	2	11	2	31	11	(72)	87	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	13	1	2	-	-	-	-	-	-	2	18	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(32)	(4)	(34)	(13)	(3)	-	(11)	(5)	(1)	(160)	32	(64)	(192)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	(5)	1	-	-	1	(3)	(1)	-	-	1	(6)	-	(4)	(10)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	7	-	(1)	(4)	1	-	-	(1)	-	15	17	3	(9)	11
Divers	(1)	2	(4)	(3)	-	-	-	-	(1)	(4)	(11)	(2)	(5)	(18)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	82
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[3]	(3)	2	11	(27)	(9)	5	1	19	5	(59)	(55)	-	-	(55)

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 6 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la 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 55 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts											
	Hydroélectricité			Énergie éolienne						Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumu-lation et divers	Siège social	Total			
Produits	201	60	47	30	11	10	18	-	377	(15)	246	608
Autres produits	1	4	-	-	-	-	-	-	5	-	2	7
Coûts d'exploitation directs	(74)	(22)	(22)	(9)	(7)	(1)	(9)	(6)	(150)	6	(99)	(243)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	9
BAIIA ajusté	128	42	25	21	4	9	9	(6)	232	-	149	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(46)	(2)	(10)	(10)	(3)	(2)	(3)	(23)	(99)	3	(62)	(158)
Charge d'impôt exigible	-	(3)	(2)	-	(1)	-	-	-	(6)	-	(9)	(15)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	-	-	(8)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	(3)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78)	(78)
Fonds provenant des activités	82	37	13	11	-	7	6	(65)	91	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	(12)	(1)	(2)	-	-	-	-	(2)	(17)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	70	36	11	11	-	7	6	(67)	74	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	12	1	2	-	-	-	-	2	17	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(54)	(36)	(8)	(21)	(5)	(2)	(7)	-	(133)	3	(72)	(202)
Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers	1	-	(2)	-	(8)	-	-	1	(8)	-	(4)	(12)
Recouvrement (charge) d'impôt différé	13	1	(3)	(10)	2	-	-	7	10	-	(6)	4
Divers	(7)	(1)	1	(1)	10	1	3	(9)	(3)	(1)	-	(4)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	82
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[3]	35	1	1	(21)	(1)	6	2	(66)	(43)	-	-	(43)

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 4 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 4 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

3) 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 de la perte nette attribuable aux capitaux propres des commanditaires et de la perte nette par part de société en commandite, mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités par part, deux mesures financières non conformes aux IFRS, pour les trimestres clos les 30 septembre :

			Par part	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	2018	2017
Perte nette attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	(32) $	(24) $	(0,18) $	(0,14) $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	(1)	(1)	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(22)	(18)	-	-
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(55) $	(43) $	(0,18) $	(0,14) $
Ajusté en fonction de la quote-part au prorata				
Amortissement des immobilisations corporelles	160	133	0,51	0,43
Change et perte latente sur les instruments financiers	6	8	0,02	0,02
Recouvrement d'impôt différé	(17)	(10)	(0,05)	(0,03)
Divers	11	3	0,03	-
Fonds provenant des activités	105 $	91 $	0,33 $	0,28 $
Moyenne pondérée des parts en circulation[1]			312,6	311,8

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

PROFIL DES CONTRATS

Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin de fournir une forte prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement aux changements climatiques, des exigences découlant de la législation dans certaines régions visant à délaisser la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de ces sources 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 grandissante. 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. La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée de notre portefeuille s'élève à 14 ans (au prorata).

(en GWh, sauf indication contraire)	Solde en 2018	2019	2020	2021	2022
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis[1, 2]	1 730	6 703	7 129	5 188	4 475
Canada[1, 2]	1 078	3 739	3 881	2 653	2 606
	2 808	10 442	11 010	7 841	7 081
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	532	2 070	1 990	1 922	1 898
Canada	343	1 197	1 197	1 197	1 197
	875	3 267	3 187	3 119	3 095
Europe	245	886	832	825	819
Divers[3, 4]	65	266	266	266	266
	1 185	4 419	4 285	4 210	4 180
Énergie solaire[4]	214	972	972	972	972
Production visée par contrat au prorata	4 207	15 833	16 267	13 023	12 233
Production non visée par contrat au prorata	377	2 816	2 382	5 626	6 417
Moyenne à long terme au prorata	4 584	18 649	18 649	18 649	18 650
Participations ne donnant pas le contrôle	3 586	14 221	14 220	14 220	14 220
Moyenne à long terme totale	8 170	32 870	32 869	32 869	32 870
Production visée par contrat – en % de la production totale au prorata	92 %	85 %	87 %	70 %	66 %
Prix par MWh – production totale au prorata	78 $	83 $	81 $	90 $	94 $

1) Comprend la production de 202 GWh pour 2018, de 1 661 GWh pour 2019 et de 2 304 GWh pour 2020, garantie par des contrats financiers.

2) La production reflète la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille hydroélectrique au Canada d'une puissance de 413 MW et la restructuration de certains contrats conclus avec des parties liées. Se reporter à la « PARTIE 7 – Événements postérieurs à la date de clôture ». La réalisation de l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie est présumée survenir le 1er janvier 2019.

3) Comprend la production de la Chine, de l'Inde, de l'Afrique du Sud et de l'Uruguay.

4) Comprend la production visée par contrat au prorata de cinq centrales d'énergie solaire (49 GWh) et d'une centrale éolienne (16 GWh) situées en Afrique du Sud qui sont classées comme des actifs détenus en vue de la vente.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée du portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord s'élève à 17 ans (au prorata). Un certain nombre de contrats viendront à échéance au cours des cinq prochains exercices. Nous prévoyons renouveler les contrats arrivés à échéance aux mêmes taux ou à des taux supérieurs à ceux déjà établis dans ces contrats. Les prix établis dans la majorité des contrats arrivés à échéance sont comparables aux prix actuels sur le marché libre.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée des portefeuilles au Brésil et en Colombie s'établit respectivement à 9 ans et 2 ans (au prorata). 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.

Le portefeuille éolien en Europe a une durée résiduelle moyenne pondérée de 12 ans (au prorata).

Dans les autres pays, la durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée est de 18 ans (au prorata).

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. La répartition au prorata de la production visée par contrat aux termes de contrats d'achat d'électricité se compose de Brookfield (30 %), d'organismes publics d'électricité (28 %), de sociétés de distribution (22 %) et d'utilisateurs industriels (20 %).

PARTIE 5 – SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Structure du capital

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

Le tableau suivant présente la structure du capital :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Facilités de crédit[1]	1 049 $	887 $
Emprunts de la société mère[2]	1 853	1 665
Emprunts des filiales[3]	8 851	8 774
Dette à long terme	11 753	11 326
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 374	3 411
Capitaux propres	13 354	14 282
Total de la structure du capital	28 481 $	29 019 $
Ratio d'endettement	41 %	39 %

1) Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ils comprennent un montant de 11 millions $ (202 millions $ en 2017) emprunté sur une facilité de crédit-relais soutenue par un fonds privé détenu par Brookfield.
2) Les montants ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield.
3) Emprunts sans recours garantis par les actifs de certaines filiales d'Énergie Brookfield. Ils comprennent une dette de 361 millions $ liée au portefeuille en Afrique du Sud, qui est classé actuellement comme détenu en vue de la vente.

Liquidités disponibles

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS)	Pro forma[1]	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield[1]	290 $	290 $	195 $
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	135	135	159
Facilités de crédit de la société mère			
Facilités de crédit autorisées[3]	2 100	2 100	2 090
Emprunts effectués sur les facilités de crédit[3]	(388)	(1 038)	(685)
Lettres de crédit émises	(35)	(35)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit de la société mère	1 677	1 027	1 212
Tranche non utilisée des facilités de crédit des filiales au prorata	206	206	131
Liquidités disponibles	2 308 $	1 658 $	1 697 $

1) Les emprunts effectués sur les facilités de crédit sont présentés déduction faite des produits de 650 millions $ tirés de la vente annoncée d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille hydroélectrique au Canada d'une puissance de 413 MW et de la vente d'une participation supplémentaire de ne donnant pas le contrôle 25 % que nous prévoyons réaliser au cours des trois prochains mois ainsi que la quote-part d'Énergie Brookfield du produit associé aux actifs détenus en vue de la vente en Afrique du Sud. Se reporter aux « PARTIE 3 – Actifs détenus en vue de la vente » et « PARTIE 7 – Événements postérieurs à la date de clôture ».
2) Pour 2017, les montants sont présentés déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au bilan de TerraForm Global qui, aux termes de l'acte de fiducie, n'étaient pas disponibles aux fins de distribution.
3) Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 11 millions $ (202 millions $ en 2017) emprunté sur une facilité de crédit-relais soutenue par un fonds privé détenu par Brookfield.

Nous disposons des liquidités nécessaires qui nous permettent de financer nos initiatives de croissance, nos dépenses d'investissement, nos distributions et nos activités par l'accès à du financement de première qualité, et de résister aux changements néfastes soudains de la conjoncture économique ou aux fluctuations à court terme de la production. Les principales sources de liquidités sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, la capacité d'emprunt des filiales et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés publics.

Facilités de crédit et emprunts des filiales

Au cours du troisième trimestre de 2018, nous avons conclu des financements sans recours d'un montant de 395 millions $ ce qui nous a permis de réduire à 5,5 % le coût moyen pondéré de notre dette à l'égard des projets tout en maintenant une durée moyenne pondérée de 10 ans de la dette à l'égard des projets.

DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

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 :

	30 sept. 2018			31 déc. 2017		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Taux d'intérêt (%)	Durée (années)		Taux d'intérêt (%)	Durée (années)	
Emprunts de la société mère	4,5	6,2	1 859 $	4,5	6,4	1 670 $
Facilités de crédit[1]	3,2	4,8	1 049	2,6	4,5	887
Emprunts des filiales au prorata						
Hydroélectricité	6,0	10,0	3 704	6,1	10,5	3 741
Énergie éolienne[2]	4,7	10,1	1 739	5,1	11,3	1 286
Énergie solaire[2]	5,1	10,5	1 166	6,0	10,5	456
Accumulation et divers	5,4	6,3	259	5,3	7,1	277
	5,5	10,0	6 868	5,8	10,5	5 760
Total de la dette au prorata			9 776 $			8 317 $
Coûts de financement non amortis au prorata, déduction faite des primes non amorties			(49)			(47)
Quote-part d'Énergie Brookfield			9 727			8 270
Financements ultérieurs[3]			-			(33)
Emprunts comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence			(2 041)			(834)
Participations ne donnant pas le contrôle			3 706			4 363
Selon les états financiers en IFRS			11 392 $			11 766 $

1) Les emprunts sur les 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.

2) Ne tiennent pas compte de la dette au prorata de 60 millions $ associée aux actifs en Afrique du Sud classés comme détenus en vue de la vente au 30 septembre 2018. Au 31 décembre 2017, la dette au prorata en cours associée à ces actifs s'élevait à 51 millions $.

3) Ajustés pour tenir compte des initiatives de financement qui ont été clôturées après la fin de l'exercice et qui sont associées à une centrale hydroélectrique et une centrale d'accumulation.

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et de l'amortissement prévu au prorata au 30 septembre 2018 :

(EN MILLIONS)	Solde en 2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société mère et facilités de crédit[1]	155	-	348	-	310	2 095	2 908 $
Emprunts des filiales							
Facilités de crédit	-	-	-	158	-	-	158
Hydroélectricité	-	26	293	127	136	2 094	2 676
Énergie éolienne	-	10	-	-	81	319	410
Énergie solaire	-	-	-	-	68	421	489
Accumulation et divers	-	-	-	60	-	181	241
	-	36	293	345	285	3 015	3 974
Amortissement							
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité	28	87	59	71	77	705	1 027
Énergie éolienne	31	102	106	109	107	817	1 272
Énergie solaire	17	42	39	40	42	396	576
Accumulation et divers	2	3	3	3	3	5	19
	78	234	207	223	229	1 923	2 894
Total	233	270	848	568	824	7 033	9 776 $

1) Les emprunts sur les 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.

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 que la négociation de nos emprunts jusqu'en 2022 à des conditions acceptables soulève des problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

Notre seule échéance à court terme vise des billets à moyen terme de série 3 d'un montant en capital de 200 millions $ CA (155 millions $) qui seront remboursés à même nos liquidités disponibles.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs, qui avaient contracté des financements liés à des projets et qui étaient en défaut de paiement avant l'acquisition. Le solde de capital totalisant 316 millions $ vient à échéance entre 2026 et 2031. Au 30 septembre 2018, les emprunts ne respectaient toujours pas certaines clauses restrictives en raison d'enjeux existant avant l'acquisition de TerraForm Global, y compris avec les entrepreneurs dans le cadre de contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le solde des emprunts liés aux dettes à l'égard des projets en Afrique du Sud a été classé comme des passifs directement liés aux actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 3, « Actifs détenus en vue de la vente », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités. Au 30 septembre 2018, le solde a été classé comme courant dans les états financiers selon les IFRS. Énergie Brookfield est en pourparlers avec tous les prêteurs pour remédier aux manquements et lever les restrictions relatives aux projets. Puisque nous prévoyons une issue favorable, nous avons présenté ces emprunts en vertu de leur date d'échéance d'origine dans le tableau des échéances ci-dessus. Au 30 septembre 2018, le solde total de ces emprunts s'élevait à 14 millions $. Hormis les manquements susmentionnés, au 30 septembre 2018, Énergie Brookfield avait respecté toutes les clauses restrictives financières importantes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

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

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	236 $	204 $	817 $	746 $
Activités de financement	(52)	138	(639)	(402)
Activités d'investissement	(105)	(379)	(635)	(430)
(Perte) profit de change sur la trésorerie	(6)	6	(14)	6
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	73 $	(31) $	(471) $	(80) $

Au 30 septembre 2018, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 313 millions $, ce qui représente respectivement une augmentation de 76 millions $ et une diminution de 486 millions $ pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date.

Activités d'exploitation

Pour le troisième trimestre de 2018, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 236 millions $. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 32 millions $ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent a été soutenue essentiellement par l'apport découlant de la croissance de notre portefeuille, neutralisée en partie par la diminution de la production en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 817 millions $. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 71 millions $ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent a été soutenue essentiellement par l'apport de la croissance de notre portefeuille, des prix réalisés plus élevés et des initiatives de réduction des coûts, mais a été annulée en partie par une production légèrement inférieure à la moyenne à long terme.

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

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Créances clients et autres actifs courants	(79) $	(30) $	(66) $	20 $
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	64	38	10	(16)
Autres actifs et passifs	14	(4)	10	22
	(1) $	4 $	(46) $	26 $

Activités de financement

Pour le troisième trimestre, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont totalisé 52 millions $, le produit tiré de l'émission des billets à moyen terme de série 11 d'un montant en capital de 300 millions $ CA (231 millions $) et des emprunts contractés par nos filiales en Colombie, au Brésil et en Amérique du Nord ont été contrebalancés par le remboursement d'emprunts (facilité de crédit des filiales et de la société mère) et le versement des distributions mentionnées ci-dessous.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont établis à 639 millions $, essentiellement en raison de nos démarches de désendettement visant notre participation dans TerraForm Global. D'autres transactions importantes qui ont eu une incidence sur les activités de financement sont liées à l'émission de parts de société en commandite privilégiées de série 13, au refinancement des emprunts contractés par nos filiales en Colombie, au Brésil et en Amérique du Nord, à l'émission des billets à moyen terme de série 11 et au versement des distributions mentionnées ci-dessous.

Nous avons porté nos distributions à 1,96 $ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de 9 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 2018.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 161 millions $ (151 millions $ en 2017). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 97 millions $ (145 millions $ en 2017).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 482 millions $ (440 millions $ en 2017). Les distributions versées aux porteurs d'actions privilégiées, aux commanditaires détenant des parts privilégiées et aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se sont élevées à 485 millions $ (464 millions $ en 2017).

Activités d'investissement

Pour le troisième trimestre de 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 105 millions $. Nos investissements dans le développement d'actifs de production d'énergie se sont chiffrés à 22 millions $ et nos les dépenses d'investissement de maintien, à 37 millions $.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 635 millions $. Nos acquisitions et nos investissements dans le développement d'actifs de production d'énergie se sont chiffrés à 60 millions $ (déduction faite de la trésorerie acquise) et nos dépenses d'investissement de maintien, à 93 millions $. Au cours du deuxième trimestre de 2018, notre participation comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence dans TerraForm Power a augmenté, passant de 16 % à 30 % en raison d'une participation supplémentaire de 420 millions $.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Actions privilégiées de catégorie A	31 035 967	31 035 967
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A[1]		
Solde au début de l'exercice	27 885 469	17 885 469
Émission de parts de société en commandite privilégiées	10 000 000	10 000 000
Solde à la fin de la période / de l'exercice	37 885 469	27 885 469
Participation de commandité	2 651 506	2 651 506
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	129 658 623	129 658 623
Parts de société en commandite		
Solde au début de l'exercice	180 388 361	166 839 324
Émission de parts de société en commandite	-	13 247 000
Régime de réinvestissement des distributions	221 342	302 037
Rachat pour annulation de parts de société en commandite	(281 359)	-
Solde à la fin de la période / de l'exercice	180 328 344	180 388 361
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral[2]	309 986 967	310 046 984

1) Les parts de société en commandite privilégiées de catégorie A (« parts privilégiées ») sont divisées en séries et certaines de ces séries permettent la conversion de leurs parts, à raison d'une pour une, au gré du porteur comme suit : 2 885 497 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); et 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).

2) Il est supposé dans les montants échangés intégralement, que toutes les parts de société en commandite rachetables/échangeables sont échangées contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés sont comme suit :

	Trimestres clos les 30 septembre				Périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Actions privilégiées de catégorie A	7 $	7 $	7 $	7 $	20 $	19 $	20 $	19 $
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	10 $	8 $	10 $	8 $	29 $	21 $	27 $	19 $
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	81 $	130 $	81 $	130 $	438 $	426 $	438 $	426 $
Participation de commandité et distributions incitatives	11 $	9 $	11 $	9 $	34 $	26 $	33 $	25 $
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	64 $	60 $	64 $	61 $	192 $	183 $	191 $	182 $
Parts de société en commandite	88 $	86 $	86 $	81 $	266 $	243 $	258 $	233 $

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 18, « Engagements, éventualités et garanties », des états financiers consolidés intermédiaires non audités pour de plus amples renseignements sur ce qui suit :

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

ACCORDS HORS ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Hormis la tranche non utilisée au prorata des facilités de crédit de la société mère et des facilités de crédit des filiales déjà présentée, Énergie Brookfield n'a pas conclu d'accords hors état de la situation financière.

PARTIE 6 – PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

SOMMAIRE DES RÉSULTATS TRIMESTRIELS HISTORIQUES

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

	2018			2017			2016	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Production totale (GWh) – MLT	12 113	13 521	12 852	12 198	9 098	10 674	10 364	10 319
Production totale (GWh) – réelle	11 609	13 122	12 880	11 913	9 370	11 618	10 484	8 728
Production au prorata (GWh) – MLT	5 956	6 935	6 351	6 030	5 053	6 279	5 890	5 739
Production au prorata (GWh) – réelle	5 552	6 455	6 694	5 890	5 198	6 719	6 161	4 734
Produits	**674 $**	**735 $**	**793 $**	**657 $**	**608 $**	**683 $**	**677 $**	**571 $**
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	**(55)**	**(2)**	**8**	**(67)**	**(43)**	**38**	**16**	**(47)**
Résultat de base par part de société en commandite	**(0,18)**	**(0,01)**	**0,03**	**(0,22)**	**(0,14)**	**0,13**	**0,05**	**(0,16)**
BAIIA ajusté consolidé	494	543	582	453	381	460	457	326
BAIIA ajusté au prorata	277	324	351	295	233	311	303	189
Fonds provenant des activités	105	172	193	143	91	181	166	54
Fonds provenant des activités par part	0,33	0,55	0,62	0,46	0,29	0,61	0,55	0,18
Distribution par part de société en commandite	0,490	0,490	0,490	0,468	0,468	0,468	0,468	0,445

RÉSULTATS AU PRORATA POUR LES PÉRIODES DE NEUF MOIS CLOSES LES 30 SEPTEMBRE

Le tableau suivant présente les données sur la production et un résumé des données financières **au prorata** pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

	(GWh)				(EN MILLIONS)							
	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
Hydroélectricité												
Amérique du Nord	9 704	10 866	9 915	9 916	655 $	726 $	455 $	520 $	322 $	386 $	130 $	198 $
Brésil	2 731	2 559	2 931	2 896	185	178	133	135	109	115	5	3
Colombie	2 382	2 705	2 547	2 553	160	140	91	73	62	38	41	12
	14 817	16 130	15 393	15 365	1 000	1 044	679	728	493	539	176	213
Énergie éolienne												
Amérique du Nord	1 905	1 117	2 184	1 326	158	109	109	83	64	52	(39)	(13)
Europe	413	362	496	367	46	35	27	19	13	9	(12)	(6)
Brésil	473	204	506	163	33	19	26	15	20	11	(1)	8
Divers	117	-	117	-	9	-	6	-	3	-	(3)	-
	2 908	1 683	3 303	1 856	246	163	168	117	100	72	(55)	(11)
Énergie solaire	569	-	546	-	106	-	87	-	57	-	19	-
Accumulation et divers	407	265	-	-	62	42	33	17	23	7	(6)	(5)
Siège social	-	-	-	-	-	-	(15)	(16)	(203)	(180)	(183)	(186)
Total	18 701	18 078	19 242	17 221	1 414 $	1 249 $	952 $	846 $	470 $	438 $	(49) $	11 $

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, les fonds provenant des activités se sont chiffrés à 470 millions $ par rapport à 438 millions $ pour la période correspondante de l'exercice précédent, l'apport découlant de la croissance du portefeuille, les prix réalisés plus élevés et les initiatives de réduction des coûts ayant été en partie annulés par une diminution de la production comparable, soit 2 % inférieure à la moyenne à long terme et 7 % inférieure à la production de la période correspondante de l'exercice précédent, alors que nous avions connu une production supérieure à la moyenne (5 % supérieure à la moyenne à long terme).

RAPPROCHEMENT DES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumu-lation et divers	Siège social	Total			
Produits	655	185	160	158	46	33	9	106	62	-	1 414	(197)	985	2 202
Autres produits	6	3	1	1	1	-	-	4	-	2	18	(5)	13	26
Coûts d'exploitation directs	(206)	(55)	(70)	(50)	(20)	(7)	(3)	(23)	(29)	(17)	(480)	63	(343)	(760)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139	12	151
BAIIA ajusté	455	133	91	109	27	26	6	87	33	(15)	952	-	667	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(64)	(64)	-	-	(64)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(128)	(17)	(29)	(44)	(12)	(6)	(3)	(30)	(10)	(75)	(354)	54	(234)	(534)
Impôt exigible	(5)	(7)	-	(1)	(2)	-	-	-	-	-	(15)	3	(8)	(20)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(29)	(29)	-	-	(29)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20)	(20)	-	-	(20)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57)	(10)	(67)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(415)	(415)
Fonds provenant des activités	322	109	62	64	13	20	3	57	23	(203)	470	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	(39)	(3)	(6)	-	-	-	-	-	-	(6)	(54)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	283	106	56	64	13	20	3	57	23	(209)	416	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	39	3	6	-	-	-	-	-	-	6	54	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(170)	(103)	(14)	(89)	(30)	(10)	(2)	(24)	(17)	(1)	(460)	61	(212)	(611)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(4)	-	1	3	6	(11)	(2)	(3)	(2)	14	2	(6)	(31)	(35)
Charge d'impôt différé	1	1	(4)	(9)	2	-	-	(1)	-	24	14	2	(18)	(2)
Divers	(19)	(2)	(4)	(8)	(3)	-	(2)	(10)	(10)	(17)	(75)	15	(12)	(72)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(72)	-	(72)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	273
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[3]	130	5	41	(39)	(12)	(1)	(3)	19	(6)	(183)	(49)	-	-	(49)

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 12 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la 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 142 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

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

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés et présente un rapprochement du résultat net pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts											
	Hydroélectricité			Énergie éolienne						Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumu-lation et divers	Siège social	Total			
Produits	726	178	140	109	35	19	42	-	1 249	(35)	754	1 968
Autres produits	1	10	2	-	-	-	-	1	14	-	11	25
Coûts d'exploitation directs	(207)	(53)	(69)	(26)	(16)	(4)	(25)	(17)	(417)	15	(314)	(716)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20
BAIIA ajusté	520	135	73	83	19	15	17	(16)	846	-	451	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(58)	(58)	-	-	(58)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(135)	(12)	(32)	(31)	(9)	(4)	(10)	(66)	(299)	9	(187)	(477)
Impôt exigible	1	(8)	(3)	-	(1)	-	-	-	(11)	-	(16)	(27)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-	(19)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(248)	(248)
Fonds provenant des activités	386	115	38	52	9	11	7	(180)	438	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	(36)	(3)	(6)	-	-	-	-	(6)	(51)	-	-	
Fonds provenant des activités ajustés	350	112	32	52	9	11	7	(186)	387	-	-	
Dépenses d'investissement de maintien ajustées[2]	36	3	6	-	-	-	-	6	51	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(163)	(106)	(24)	(62)	(17)	(5)	(19)	-	(396)	9	(213)	(600)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(3)	(3)	(1)	1	(14)	-	-	(15)	(35)	1	(4)	(38)
Charge d'impôt différé	(5)	3	(9)	(4)	4	-	-	18	7	-	(24)	(17)
Divers	(17)	(6)	8	-	12	2	7	(9)	(3)	(2)	22	17
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	(8)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	219	219
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[3]	198	3	12	(13)	(6)	8	(5)	(186)	11	-	-	11

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 3 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la 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 29 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

2) Fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme.

3) 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 du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, mesures conformes aux IFRS les plus directement comparables, avec les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités par part et le BAIIA ajusté, toutes des mesures financières non conformes aux IFRS, pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

			Par part	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2018	2017	2018	2017
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	(28) $	6 $	(0,16) $	0,04 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	(1)	-	-	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts échangeables/remboursables détenues par Brookield	(20)	5	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	(49) $	11 $	(0,16) $	0,04 $
Amortissement des immobilisations corporelles	460	396	1,47	1,30
Change et (profit latent) perte latente sur les instruments financiers	(2)	35	(0,01)	0,12
Recouvrement d'impôt différé	(14)	(7)	(0,04)	(0,02)
Divers	75	3	0,24	-
Fonds provenant des activités	470 $	438 $	1,50 $	1,44 $
Moyenne pondérée des parts en circulation[1]			312,7	303,5

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

PARTIE 7 – ESTIMATIONS CRITIQUES, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES INTERNES

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

Les états financiers consolidés intermédiaires non audités sont préparés conformément à l'IAS 34, selon laquelle il faut procéder à des estimations et faire preuve de jugement relativement à la présentation des actifs, des passifs, des produits, des charges et des éventualités. De l'avis de la direction, aucune des estimations énoncées à la note 1, « Mode de présentation et principales méthodes comptables », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du *Règlement canadien 51-102 sur les obligations d'information continue*, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influeront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt, 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 rapport annuel de 2017. L'interdépendance de ces facteurs nous empêche de quantifier l'ampleur des répercussions globales de ces fluctuations sur les états financiers d'Énergie Brookfield de façon raisonnable. Ces sources d'incertitude relatives aux estimations touchent à divers degrés pratiquement tous les soldes des comptes d'actifs et de passifs. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

i) IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

Le 1er janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté l'IFRS 15 en utilisant l'approche rétrospective modifiée applicable aux contrats qui n'étaient pas achevés au 1er janvier 2018. La nouvelle norme remplace la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et l'IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits des activités ordinaires afin de refléter le transfert des biens et services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. La norme prescrit un modèle en cinq étapes pour appliquer ces principes selon lequel il faut présenter les contrats conclus avec des clients, les obligations de prestation liées au contrat, la détermination du prix de transaction, la répartition du prix de transaction aux obligations de prestation et la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque toutes les obligations de prestation ont été remplies. Elle fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un

contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. L'IFRS 15 s'applique à presque tous les contrats avec des clients, sauf ceux couverts par une autre norme, comme les contrats de location, les instruments financiers et les contrats d'assurance.

Le rythme et le calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires aux termes de la nouvelle norme sont comparables à la pratique antérieure. Aucun ajustement n'a été comptabilisé au moment de l'adoption de l'IFRS 15.

ii) IFRS 9 – *Instruments financiers*

Brookfield Renewable a adopté l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne des informations plus fiables et pertinentes aux utilisateurs aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. Les nouvelles méthodes comptables ont été appliquées de manière rétrospective à partir du 1er janvier 2018 et, conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. L'adoption de l'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1er janvier 2018.

L'IFRS 9 remplace certaines dispositions de l'IAS 39, *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 ») liées à la comptabilisation, au classement et à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, à la décomptabilisation des instruments financiers, à la dépréciation des actifs financiers et à la comptabilité de couverture. L'IFRS 9 modifie également de façon importante d'autres normes portant sur les instruments financiers, comme l'IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »). Selon l'IFRS 16, le preneur doit comptabiliser la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre contrats de location-financement et contrats de location simple reste inchangée. Selon l'IFRS 16, un preneur comptabilise un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif lié au droit d'utilisation est traité de manière similaire à d'autres actifs non financiers et amorti en conséquence. Des intérêts sont comptabilisés sur le passif. L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements locatifs sur la durée de location, selon le taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie d'actif sous-jacent, et recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu de l'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser des actifs et des passifs à l'égard de contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins et, contrat par contrat, à l'égard des contrats pour lesquels l'actif sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, *Contrats de location*, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer l'IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de l'IFRS 16 à la date de première application. L'IFRS 16 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019. L'application anticipée est permise. La direction a constitué son groupe de travail aux fins de l'adoption et a participé à des séances de planification avec Brookfield Asset Management. La quantification initiale est terminée et fait l'objet d'un examen. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucun changement à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 9 octobre 2018, Énergie Brookfield a acquis un portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 23 MW, pour une contrepartie totale de 22 millions £ (29 millions $). Le 25 octobre 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 29 millions £ (37 millions $) en lien avec cette acquisition. L'emprunt porte intérêt à un taux de 3,55 % et vient à échéance en septembre 2036.

Le 30 octobre 2018, Énergie Brookfield a réalisé la vente à des tiers investisseurs d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille de trois centrales hydroélectriques au Canada d'une puissance de 413 MW sous contrat, pour un produit d'environ 390 millions $ CA (300 millions $). Dans le cadre de cette transaction, Énergie Brookfield et Brookfield Asset Management ont modifié ou convenu de modifier certaines ententes entre parties liées et convenu de transférer certains contrats conclus avec des tiers en plus d'internaliser les activités de commercialisation d'énergie de Brookfield Asset Management en Amérique du Nord. Ces changements ont été apportés de façon à ne pas avoir d'effet sur la valeur à l'égard d'Énergie Brookfield et de Brookfield Asset Management. Les contrats modifiés, y compris les conventions d'achat d'électricité conclues avec des parties liées décrites à la note 27, *Transactions entre parties liées,* des états financiers consolidés audités de l'exercice 2017, se présentent comme suit :

Modifications apportées aux contrats de GLPL et FMP

Par le passé, Brookfield Asset Management assurait un prix garanti pour l'électricité générée par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP »), sous réserve de tout ajustement imputable à l'inflation et autres facteurs.

Selon les contrats modifiés (« Modifications apportées aux contrats de GLPL et FMP »), qui entreront en vigueur le 30 octobre 2018, les modifications suivantes prendront effet :

- Brookfield Asset Management versera à Énergie Brookfield des prix moyens estimés de respectivement 100 $ CA par MWh et 127 $ CA par MWh pour l'électricité générée par GLPL et FMP, plutôt que les prix fixes de respectivement 86 $ CA par MWh et 106 $ CA par MWh stipulés dans les contrats entre parties liées et versés au cours de la période ultérieure;
- L'ajustement annuel en fonction de l'inflation est à un taux fixe de 3 %, plutôt qu'à des taux respectifs de 40 % et 20 % de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») pour GLPL et FMP pour l'exercice précédent;
- Le contrat prend fin le 1er décembre 2029. Énergie Brookfield aura l'option de prolonger l'engagement de Brookfield Asset Management à offrir un prix fixe de 60 $ CA par MWh à GLPL jusqu'en 2044.

Internalisation de la commercialisation de l'énergie

Énergie Brookfield et Brookfield Asset Management ont également conclu une entente visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield, en vue d'éliminer le versement de frais de commercialisation à Brookfield Asset Management. Parmi les conventions d'achat d'électricité conclues avec des parties liées qui seront transférées à Énergie Brookfield, on retrouve celles conclues avec les centrales suivantes :

- Certaines centrales d'énergie dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America;
- Énergie La Lièvre au Québec;
- Deux centrales de Hydro Pontiac Inc. au Québec.

En outre, certains contrats de swap de marchandises conclus avec Bear Swamp Power Co. LLC, partie liée d'Énergie Brookfield et propriétaire d'une centrale d'accumulation par pompage aux États-Unis, seront transférés à Énergie Brookfield. Ces contrats de swap garantissent un prix fixe de l'électricité en période de pointe et en période creuse pour exploiter la centrale d'accumulation par pompage et viennent à échéance en avril 2021.

Certaines conventions d'achat d'électricité conclues avec des tiers seront également transférées à Énergie Brookfield dans le cadre de l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie de Brookfield Asset Management en Amérique du Nord.

La fin de l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie est prévue pour le premier semestre de 2019, sous réserve du respect des conditions de clôture.

Modifications apportées à la convention relative aux produits tirés de l'électricité

Brookfield Asset Management et Énergie Brookfield ont convenu de modifier la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield Power U.S. Holdings America Co. et Brookfield Asset Management en échange des modifications apportées aux contrats conclus avec GLPL et FMP et de l'internalisation de la commercialisation de l'énergie.

Selon la convention relative aux produits tirés de l'électricité, Brookfield Asset Management doit payer un prix préalablement convenu et assujetti à des ajustements en fonction de l'inflation et à d'autres modalités visant l'électricité générée par certaines centrales d'Énergie Brookfield aux États-Unis. En contrepartie des modifications apportées aux contrats conclus avec GLPL et FMP et de l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, le prix garanti par Brookfield Asset Management sera réduit de 3 $ par MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,27 $ par MWh en 2026. En outre, la durée de la convention relative aux produits tirés de l'électricité a été écourtée et cette dernière prendra fin en 2046.

Les administrateurs indépendants d'Énergie Brookfield ont examiné et approuvé chaque modification apportée aux contrats conclus avec GLPL et FMP, l'internalisation de la commercialisation de l'énergie et les modifications apportées à la convention relative aux produits tirés de l'électricité en tenant compte des conseils prodigués par des conseillers financiers et juridiques indépendants.

PARTIE 8 – PRÉSENTATION AUX PARTIES PRENANTES ET MESURE DU RENDEMENT

PRÉSENTATION AU PUBLIC INVESTISSEUR

Capitaux propres

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

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

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

Production réelle et production moyenne à long terme

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

La MLT des actifs hydroélectriques en Amérique du Nord correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 30 ans. La MLT des actifs hydroélectriques en Colombie correspond au niveau de production moyen prévu calculé à partir des résultats d'une simulation fondée sur des données de production historiques réalisée sur une période qui couvre d'habitude 20 ans. La Colombie comprend la production des centrales hydroélectriques et de cogénération. Les actifs hydroélectriques situés au Brésil sont encadrés de façon à répartir le risque lié à la production entre les producteurs. La MLT 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 MLT 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 chute de la production au Brésil continue d'être réduit au minimum grâce à notre participation à un programme d'équilibrage hydrologique 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 activités de production d'énergie renouvelable aux États-Unis, au Brésil et en Europe ainsi que de l'entité qui détient des activités de production d'énergie renouvelable acquise dans le cadre de la participation dans TerraForm Global. Énergie Brookfield a également conclu une convention de vote avec ses partenaires du consortium dans le cadre des activités en Colombie. Ces conventions de vote confèrent à Énergie Brookfield le droit de donner des directives dans le cadre de l'élection des membres du conseil d'administration des entités concernées, entre autres, et, par conséquent, le contrôle de ces entités. Ainsi, Énergie Brookfield consolide les comptes de ces entités.

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

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle *in fine* toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se

reporter à la note 1 o) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017.

MESURE DU RENDEMENT

Informations sectorielles

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

Les activités sont segmentées comme suit : 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 Divers), afin de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Notre placement dans les sociétés TerraForm Power et TerraForm Global a donné lieu à la création du secteur Énergie solaire, qui sera dorénavant analysé de façon distincte. Notre placement dans First Hydro a donné lieu à la création du secteur accumulation et divers, qui sera analysé collectivement avec nos activités de cogénération et de biomasse. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. 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 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

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

Il est important de souligner que le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés 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, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés. Nous fournissons également le rapprochement avec le résultat net. Se reporter à la PARTIE 4 – Revue du rendement financier selon des données au prorata – Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS.

Informations au prorata

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

Les informations financières au prorata ne sont pas présentées et ne sont pas destinées à être présentées conformément aux IFRS. Les tableaux présentant un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées 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 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

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

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

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

Le résultat net sectoriel n'est pas une mesure utilisée par le principal décideur opérationnel pour analyser les résultats de l'entreprise et affecter les ressources. 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.

Résultat net

Le résultat net est calculé selon les IFRS.

Le résultat net est une mesure importante de rentabilité, notamment parce qu'il a une définition normalisée conformément aux IFRS. Selon les IFRS, la présentation du résultat net pour notre entreprise donne souvent lieu à la comptabilisation d'une perte ou d'une diminution du résultat sur 12 mois même si les flux de trésorerie sous-jacents générés par les actifs sont appuyés par des marges élevées et des conventions d'achat d'électricité à long terme stables. Cela ressort du fait que selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien.

BAIIA ajusté

Le BAIIA 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 le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de l'amortissement des immobilisations corporelles, des coûts de service de gestion, de la participation 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 typiques 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.

Comparativement aux exercices précédents, nous avons révisé notre définition du BAIIA ajusté afin d'inclure notre quote-part au prorata du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Au cours des exercices précédents, nous avions inclus nos quotes-parts au prorata des fonds provenant des activités découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Nous avons révisé notre définition, car nous croyons qu'elle offre une meilleure mesure aux investisseurs pour évaluer le rendement financier et le rendement d'exploitation sur une base attribuable aux porteurs de parts.

Fonds provenant des activités et fonds provenant des activités par part

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 de l'entreprise.

Énergie Brookfield utilise les fonds provenant des activités pour évaluer le rendement de l'entreprise avant l'incidence de l'impôt différé, de l'amortissement des immobilisations corporelles, de la composante hors trésorerie 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 et d'autres éléments typiques généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés intermédiaires non audités, nous utilisons le modèle de la réévaluation conformément à l'IAS 16, *Immobilisations corporelles*, selon laquelle 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. Nous ajoutons l'impôt différé, car nous ne croyons pas que cet élément reflète la valeur actualisée des obligations fiscales réelles que nous nous attendons à engager 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 de l'entreprise. 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 aux porteurs de parts de société en commandite.

Fonds provenant des activités ajustés

Les fonds provenant des activités ajustés représentent une mesure non conforme aux IFRS qui est 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 de l'entreprise. Elle est toutefois ajustée en fonction des dépenses d'investissement de maintien.

Les dépenses d'investissement de maintien ajustées représentent une estimation faite par la direction des investissements en immobilisations nécessaires de façon continue pour maintenir l'état physique des centrales et des produits actuels.

Énergie Brookfield détermine annuellement la juste valeur de ses immobilisations corporelles selon un modèle de flux de trésorerie actualisés sur 20 ans, chaque installation en exploitation disposant d'un plan

d'immobilisations sur 20 ans. De plus, les durées d'utilité des immobilisations corporelles sont déterminées périodiquement par des ingénieurs indépendants et révisées annuellement par la direction.

La direction évalue plusieurs facteurs dans son estimation des dépenses d'investissement de maintien ajustées. Ces facteurs comprennent notamment l'examen et l'analyse des dépenses d'investissement historiques, des dépenses d'investissement annuelles prévues au budget, du plan d'affaires quinquennal de la direction et des évaluations techniques de tiers indépendants.

Les dépenses d'investissement de maintien ne sont pas engagées uniformément sur la durée d'utilité de nos actifs et peuvent fluctuer en fonction du moment où les dépenses réelles sont engagées pour un projet.

Les dépenses d'investissement de maintien ajustées visent à refléter un niveau de dépenses annuel moyen fondé sur le plan d'immobilisations sur 20 ans et représentent notre meilleure estimation du capital à long terme requis à la poursuite des activités de nos centrales. Au fil du temps, nous prévoyons que la moyenne des dépenses d'investissement de maintien sera conforme à notre prévision des dépenses d'investissement de maintien à long terme ajustées.

Selon les règles de comptabilisation, nous devons comptabiliser un niveau d'amortissement à l'égard de nos actifs beaucoup plus élevé que nos dépenses d'investissement de maintien. Ce niveau d'amortissement plus élevé est principalement attribuable 1) à la juste valeur de nos immobilisations corporelles déterminée annuellement en fonction des IFRS, et 2) au fait que la durée d'utilité comptable n'est pas toujours représentative de la nature perpétuelle d'une centrale hydroélectrique.

Énergie Brookfield utilise également les fonds provenant des activités ajustés pour évaluer le rendement d'exploitation et les définit comme les fonds provenant des activités, moins sa quote-part des dépenses d'investissement de maintien ajustées (fondées sur les programmes de dépenses d'investissement de maintien à long terme), lesquelles sont de nature récurrente et servent à maintenir la fiabilité et l'efficacité de nos actifs de production d'électricité sur un horizon d'investissement à long terme.

Les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés 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.

PARTIE 9 – MISE EN GARDE

MISE EN GARDE CONCERNANT LES ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

Les 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 à nos centrales; la volatilité de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie; notre incapacité à renégocier ou à remplacer suivant des modalités semblables les conventions d'achat d'électricité qui viennent à échéance; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique (ou frais semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; l'augmentation de la production ne faisant pas l'objet d'engagements contractuels dans notre portefeuille; les risques généraux liés au secteur qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la fin du fonds d'équilibrage du programme d'équilibrage hydrologique au Brésil ou tout changement de celui-ci; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties; l'incapacité de renouveler les contrats, les concessions et les permis à l'échéance ou l'incapacité de les remplacer par des contrats, des concessions et des permis suivant des modalités semblables; l'augmentation du coût d'exploitation de nos installations; le risque que nous ne puissions pas respecter les conditions de nos permis gouvernementaux ou soyons dans l'impossibilité de les maintenir; le risque de pannes d'équipement, notamment de pannes associées aux systèmes de conversion de l'énergie éolienne et aux panneaux solaires; la rupture de barrage et le coût et les responsabilités éventuelles liés à ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change et notre incapacité à gérer efficacement l'exposition aux devises; la disponibilité et l'accès à des installations d'interconnexion et à des réseaux de transport; des risques en matière de santé, de sûreté et de sécurité au travail et sur le plan de l'environnement; la possibilité de conflits, d'enquêtes gouvernementales ou d'organismes de

réglementation et de 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; l'incidence des collectivités locales sur nos activités; la fraude, la subornation, la corruption, d'autres actes illégaux ou de procédés ou de systèmes internes inadéquats ou défaillants; notre dépendance aux systèmes d'exploitation informatisés, qui pourrait nous exposer à des cyberattaques; la possibilité que des technologies récemment mises au point et dans lesquelles nous investissons ne donnent pas les résultats escomptés; les conflits de travail et les conventions collectives défavorables sur le plan économique dans l'avenir; notre incapacité de financer nos activités en raison du statut des marchés financiers; les restrictions financières et d'exploitation par suite d'engagements dans nos ententes de prêt, d'emprunt et de sûreté; des variations de nos notations de crédit; notre incapacité de trouver des occasions de placement suffisantes et de conclure des transactions; la croissance de notre portefeuille et notre incapacité à réaliser les avantages attendus de nos transactions ou acquisitions; notre incapacité de développer de nouveaux emplacements se prêtant à l'aménagement de nouveaux projets d'électricité; les retards, les dépassements de coûts et d'autres problèmes associés à la construction, et à l'exploitation de nos installations de production et les risques connexes; les arrangements que nous concluons avec les collectivités et les coparticipants; la décision de Brookfield Asset Management de ne pas nous trouver des occasions d'acquisition, et notre manque d'accès à toutes les acquisitions d'énergie renouvelable répertoriées par Brookfield Asset Management; le fait que nous n'ayons pas le contrôle sur toutes nos activités et sur tous nos investissements; la possibilité de devoir nous soumettre à des lois ou à des règlements étrangers par suite de l'acquisition et de la mise en valeur future de projets dans de nouveaux marchés; les changements apportés aux politiques gouvernementales prévoyant des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables; une baisse de la valeur de nos placements dans des titres, y compris dans des titres d'autres sociétés émis dans le public; nous ne sommes pas soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; une séparation entre la participation financière et le contrôle dans notre structure organisationnelle; la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considérés comme une « société de placement » en vertu de la loi Investment Company Act *de 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; notre dépendance envers Brookfield et l'importante influence de celle-ci sur nous; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; les changements dans la façon dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations de propriété dans Énergie Brookfield; le fait que Brookfield Asset Management agisse d'une façon qui ne soit pas dans l'intérêt d'Énergie Brookfield ou de nos porteurs de parts.*

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

MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport intermédiaire comprend des références au BAIIA ajusté, aux fonds provenant des activités, aux fonds provenant des activités ajustés et aux fonds provenant des activités par part (collectivement, les « mesures non conformes aux IFRS d'Énergie Brookfield ») qui ne sont pas des principes comptables généralement reconnus selon les IFRS et peuvent, par conséquent, avoir une définition différente de celles utilisées par d'autres entités. Plus particulièrement, notre définition des fonds provenant des activités et celle des fonds provenant des activités ajustés peuvent être différentes 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 le rendement financier et les flux de trésorerie anticipés de notre portefeuille d'exploitation. 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.

Notre rapport intermédiaire présente un rapprochement du BAIIA ajusté, des fonds provenant des activités et des fonds provenant des activités ajustés avec le résultat net. Nous présentons également à la note 5, « Informations sectorielles », des états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

NON AUDITÉ (EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Note	Trimestres clos les 30 septembre 2018	 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	 2017
Produits	19	674 $	608 $	2 202 $	1 968 $
Autres produits		7	7	26	25
Coûts d'exploitation directs		(257)	(243)	(760)	(716)
Coûts de service de gestion	19	(22)	(21)	(64)	(58)
Charge d'intérêts – emprunts	8	(176)	(158)	(534)	(477)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	6	4	12	3
Change et perte latente sur les instruments financiers	4	(10)	(12)	(35)	(44)
Amortissement des immobilisations corporelles	7	(192)	(202)	(611)	(600)
Divers		(18)	(4)	(72)	23
Recouvrement (charge) d'impôt					
Exigible		(6)	(15)	(20)	(27)
Différé		11	4	(2)	(17)
		5	(11)	(22)	(44)
Résultat net		17 $	(32) $	142 $	80 $
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	9	55 $	(4) $	142 $	29 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	9	(1)	(1)	(1)	-
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	9	(22)	(18)	(20)	5
Actions privilégiées	9	7	7	20	19
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	10	10	8	29	21
Capitaux propres des commanditaires	11	(32)	(24)	(28)	6
		17 $	(32) $	142 $	80 $
Résultat de base et dilué par part de société en commandite		(0,18) $	(0,14) $	(0,16) $	0,04 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Note	Trimestres clos les 30 septembre 2018	 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	 2017
Résultat net		17 $	(32) $	142 $	80 $
Autres éléments du résultat global qui ne seront pas reclassés en résultat net					
Réévaluation des immobilisations corporelles	7	(13)	-	163	11
Écart actuariel sur les régimes à prestations définies		4	(4)	9	(3)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		2	2	(49)	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		(7)	(2)	123	8
Autres éléments du résultat global qui pourraient être reclassés en résultat net					
Écart de change		(126)	321	(534)	338
(Pertes) profits de la période sur les instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	4	(12)	6	2	27
Profit latent (perte latente) sur les swaps de change – couverture d'un investissement net	4	(11)	(52)	50	(97)
Profit latent (perte latente) sur les placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	4	10	(9)	(1)	2
Ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net	4	3	2	17	(6)
Impôt différé sur les éléments ci-dessus		4	7	(12)	11
Total des éléments qui pourraient être reclassés en résultat net à une date ultérieure		(132)	275	(478)	275
Autres éléments du résultat global		(139)	273	(355)	283
Résultat global		(122) $	241 $	(213) $	363 $
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	9	(21) $	115 $	118 $	127 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	9	(1)	-	(3)	1
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/ échangeables détenues par Brookfield	9	(53)	38	(151)	65
Actions privilégiées	9	17	30	4	64
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	10	10	8	29	21
Capitaux propres des commanditaires	11	(74)	50	(210)	85
		(122) $	241 $	(213) $	363 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Note	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	313 $	799 $
Liquidités soumises à restrictions	15	211	181
Créances clients et autres actifs courants	16	569	554
Actifs liés à des instruments financiers	4	59	72
Montants à recevoir de parties liées		54	60
Actifs détenus en vue de la vente	3	758	-
		1 964	1 666
Actifs liés à des instruments financiers	4	161	113
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	1 111	721
Immobilisations corporelles, à la juste valeur	7	25 521	27 096
Goodwill	12	905	901
Actifs d'impôt différé		169	177
Autres actifs non courants		110	230
		29 941 $	30 904 $
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	17	516 $	542 $
Passifs liés à des instruments financiers	4	40	184
Montants à payer à des parties liées	19	120	112
Tranche courante de la dette à long terme	8	864	1 676
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	3	527	-
		2 067	2 514
Passifs liés à des instruments financiers	4	121	86
Dette à long terme et facilités de crédit	8	10 528	10 090
Passifs d'impôt différé		3 543	3 588
Autres passifs non courants		328	344
		16 587	16 622
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle			
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	9	6 046	6 298
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	9	51	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	9	2 489	2 843
Actions privilégiées	9	600	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	10	707	511
Capitaux propres des commanditaires	11	3 461	3 956
		13 354	14 282
		29 941 $	30 904 $

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

Approuvé au nom de Brookfield Renewable Partners L.P.

Patricia Zuccotti
Administratrice

David Mann
Administrateur

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Cumul des autres éléments du résultat global								Participations ne donnant pas le contrôle				
NON AUDITÉ TRIMESTRES CLOS LES 30 SEPTEMBRE (EN MILLIONS)	Capitaux propres des commanditaires	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des commanditaires	Capitaux propres des commanditaires privilégiés	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	Total des capitaux propres
Solde au 30 juin 2018	(448)$	(533)$	4 628 $	(7) $	(21) $	9 $	3 628 $	707 $	589 $	6 140 $	53 $	2 609 $	13 726 $
Résultat net	(32)	-	-	-	-	-	(32)	10	7	55	(1)	(22)	17
Autres éléments du résultat global	-	(45)	(2)	1	(1)	5	(42)	-	10	(76)	-	(31)	(139)
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	9
Distributions ou dividendes déclarés	(88)	-	-	-	-	-	(88)	(10)	(6)	(81)	(11)	(64)	(260)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(6)	-	(1)	-	-	-	(7)	-	-	(1)	10	(3)	(1)
Variation au cours de la période	(124)	(45)	(3)	1	(1)	5	(167)	-	11	(94)	(2)	(120)	(372)
Solde au 30 septembre 2018	(572) $	(578) $	4 625 $	(6) $	(22) $	14 $	3 461 $	707 $	600 $	6 046 $	51 $	2 489 $	13 354 $
Solde au 30 juin 2017	(379) $	(410) $	4 111 $	(7) $	(29) $	30 $	3 316 $	511 $	597 $	5 348 $	53 $	2 575 $	12 400 $
Résultat net	(24)	-	-	-	-	-	(24)	8	7	(4)	(1)	(18)	(32)
Autres éléments du résultat global	-	75	-	(2)	5	(4)	74	-	23	119	1	56	273
Parts de société en commandite privilégiées émises	411	-	-	-	-	-	411	-	-	-	-	-	411
Ajustements	(63)	-	-	-	-	-	(63)	-	-	-	1	62	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	232	-	-	232
Distributions ou dividendes déclarés	(86)	-	-	-	-	-	(86)	(8)	(7)	(130)	(9)	(60)	(300)
Régime de réinvestissement des distributions	2	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	2
Divers	(2)	-	-	-	-	-	(2)	-	1	-	8	(6)	1
Variation au cours de la période	238	75	-	(2)	5	(4)	312	-	24	217	-	34	587
Solde au 30 septembre 2017	(141) $	(335) $	4 111 $	(9) $	(24) $	26 $	3 628 $	511 $	621 $	5 565 $	53 $	2 609 $	12 987 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

	Cumul des autres éléments du résultat global								Participations ne donnant pas le contrôle				
NON AUDITÉ PÉRIODES DE NEUF MOIS CLOSES LES 30 SEPTEMBRE (EN MILLIONS)	Capitaux propres des commandités	Écart de conversion	Écart de réévaluation	Pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies	Couvertures de flux de trésorerie	Placements disponibles à la vente	Total des capitaux propres des commandités	Capitaux propres des commanditaires privilégiés	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	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2017	(259) $	(378) $	4 616 $	(9) $	(29) $	15 $	3 956 $	511 $	616 $	6 298 $	58 $	2 843 $	14 282 $
Résultat net	(28)	-	-	-	-	-	(28)	29	20	142	(1)	(20)	142
Autres éléments du résultat global	-	(200)	9	3	7	(1)	(182)	-	(16)	(24)	(2)	(131)	(355)
Parts de société en commandite privilégiées émises (note 10)	-	-	-	-	-	-	-	196	-	-	-	-	196
Achats pour annulation de parts de société en commandite (note 11)	(8)	-	-	-	-	-	(8)	-	-	-	-	-	(8)
Apports en capital (note 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	13
Acquisitions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	21
Distributions ou dividendes déclarés	(266)	-	-	-	-	-	(266)	(29)	(20)	(438)	(34)	(192)	(979)
Régime de réinvestissement des distributions	7	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	7
Divers	(18)	-	-	-	-	-	(18)	-	-	34	30	(11)	35
Variation au cours de la période	(313)	(200)	9	3	7	(1)	(495)	196	(16)	(252)	(7)	(354)	(928)
Solde au 30 septembre 2018	(572) $	(578) $	4 625 $	(6) $	(22) $	14 $	3 461 $	707 $	600 $	6 046 $	51 $	2 489 $	13 354 $
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	6	-	-	-	-	-	6	21	19	29	-	5	80
Autres éléments du résultat global	-	69	2	(1)	7	2	79	-	45	98	1	60	283
Parts de société en commandite privilégiées et parts de société en commandite émises	411	-	-	-	-	-	411	187	-	-	-	-	598
Ajustements	(63)	-	-	-	-	-	(63)	-	-	-	1	62	-
Apports en capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	281	-	-	281
Distributions ou dividendes déclarés	(243)	-	-	-	-	-	(243)	(21)	(19)	(426)	(26)	(183)	(918)
Régime de réinvestissement des distributions	7	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	-	7
Ajustements découlant de l'OPA obligatoire	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5)	-	-	(5)
Divers	(2)	-	(15)	-	-	-	(17)	-	-	(1)	22	(15)	(11)
Variation au cours de la période	116	69	(13)	(1)	7	2	180	187	45	(24)	(2)	(71)	315
Solde au 30 septembre 2017	(141) $	(335) $	4 111 $	(9) $	(24) $	26 $	3 628 $	511 $	621 $	5 565 $	53 $	2 609 $	12 987 $

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

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

NON AUDITÉ (EN MILLIONS)	Note	Trimestres clos les 30 septembre 2018	 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	 2017
Activités d'exploitation					
Résultat net		17 $	(32) $	142 $	80 $
Ajustements pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie suivants :					
Amortissement des immobilisations corporelles	7	192	202	611	600
Écart de conversion et perte latente sur les instruments financiers	4	5	23	14	50
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	(5)	(4)	(11)	(3)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	6	(11)	(4)	2	17
Autres éléments sans effet de trésorerie		10	8	50	(24)
Dividendes reçus des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	13	2	27	5
Variation dans les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de parties liées		16	5	28	(5)
Variation nette des soldes du fonds de roulement		(1)	4	(46)	26
		236	204	817	746
Activités de financement					
Dette à long terme – emprunts	8	713	500	2 676	799
Dette à long terme – remboursements	8	(316)	(709)	(2 549)	(1 171)
Apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	9	9	232	13	281
Acquisition d'Isagen à des participations ne donnant pas le contrôle	9	-	-	-	(5)
Émission de parts de société en commandite privilégiées	10	-	-	196	187
Émission de parts de société en commandite		-	411	-	411
Rachat de parts de société en commandite	10	-	-	(8)	-
Distributions versées :					
Aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	9	(81)	(130)	(438)	(426)
Aux porteurs d'actions privilégiées		(7)	(7)	(20)	(19)
Aux commanditaires détenant des parts privilégiées	10	(9)	(8)	(27)	(19)
Aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP	9, 11	(161)	(151)	(482)	(440)
Emprunts auprès de parties liées	19	-	-	200	-
Remboursements auprès de parties liées	19	(200)	-	(200)	-
		(52)	138	(639)	(402)
Activités d'investissement					
Acquisition de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dans l'entité acquise	2	-	(280)	(12)	(280)
Investissement dans les éléments suivants :					
Dépenses d'investissement de maintien	7	(37)	(39)	(93)	(90)
Développement et construction d'actifs de production d'énergie renouvelable	7	(22)	(67)	(60)	(156)
Produit de la cession d'actifs		-	-	-	150
Cession de titres	4	-	-	25	-
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	13	-	9	(420)	(30)
Liquidités soumises à restrictions et autres		(46)	(2)	(75)	(24)
		(105)	(379)	(635)	(430)
(Perte) profit de change sur la trésorerie		(6)	6	(14)	6
Trésorerie et équivalents de trésorerie					
Augmentation (diminution)		73	(31)	(471)	(80)
Variation nette de la trésorerie classée comme actif détenu en vue de la vente	3	3	-	(15)	-
Solde au début de la période		237	174	799	223
Solde à la fin de la période		313 $	143 $	313 $	143 $
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie :					
Intérêts payés		154 $	116 $	469 $	421 $
Intérêts reçus		5 $	6 $	17 $	23 $
Impôts sur le résultat payés		10 $	15 $	33 $	43 $

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

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.
NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS INTERMÉDIAIRES

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

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

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

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

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

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

Notes des états financiers consolidés intermédiaires		Page
APPLICATION GÉNÉRALE		
1)	Mode de présentation et principales méthodes comptables	62
2)	Acquisitions	71
3)	Actifs détenus en vue de la vente	72
4)	Gestion des risques et instruments financiers	73
5)	Informations sectorielles	76
RÉSULTATS CONSOLIDÉS D'EXPLOITATION		
6)	Impôts sur le résultat	83
SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE		
7)	Immobilisations corporelles à la juste valeur	83
8)	Dette à long terme et facilités de crédit	84
9)	Participations ne donnant pas le contrôle	86
10)	Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	88
11)	Capitaux propres des commanditaires	89
12)	Goodwill	90
13)	Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	90
14)	Trésorerie et équivalents de trésorerie	91
15)	Liquidités soumises à restrictions	91
16)	Créances clients et autres actifs courants	91
17)	Dettes fournisseurs et autres créditeurs	92
18)	Engagements, éventualités et garanties	92
DIVERS		
19)	Transactions entre parties liées	94
20)	Filiales faisant appel public à l'épargne	95
21)	Événements postérieurs à la date de clôture	97

1. MODE DE PRÉSENTATION ET PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Déclaration de conformité

Les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés conformément à l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*.

Certains renseignements et informations à fournir par voie de note normalement inclus dans les états financiers consolidés annuels audités préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») ont été omis ou résumés. Les présents états financiers consolidés intermédiaires doivent être lus avec les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017 d'Énergie Brookfield. Hormis l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 ») et l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 ») qui ont été adoptées récemment, les états financiers consolidés intermédiaires ont été préparés selon les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas audités et tiennent compte des ajustements (ajustements récurrents normaux) qui, de l'avis de la direction, sont nécessaires pour donner une image fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires selon les IFRS.

Les résultats présentés dans les états financiers consolidés intermédiaires de la période considérée ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats prévus pour un exercice complet. 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 31 octobre 2018 par le conseil d'administration de son commandité, BRPL.

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

Les symboles « $ », « $ CA », « € », « R$ », « COP » et « ZAR » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, au peso colombien et au rand.

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

b) Mode de présentation

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

Consolidation

Les présents états financiers consolidés intermédiaires 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 intermédiaires de la situation financière.

Comptabilisation des produits

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 des activités ordinaires sont comptabilisés selon la puissance et la capacité distribuées, aux tarifs contractuels établis ou aux tarifs en vigueur dans le marché. Les produits des activités ordinaires correspondent à la contrepartie qu'Énergie Brookfield s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. Les coûts liés à l'achat d'électricité ou de combustible sont comptabilisés à la livraison. Tous les autres coûts sont comptabilisés à mesure qu'ils sont engagés.

Pour de plus amples renseignements sur les produits par région géographique, se reporter à la note 5 « Informations sectorielles ».

Énergie Brookfield choisit d'appliquer la mesure de simplification selon l'IFRS 15 aux fins d'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et d'obligations d'information relatives aux obligations de prestation qui restent à remplir. La mesure de simplification permet à une entité de comptabiliser les produits des activités ordinaires au montant que l'entité a le droit de facturer, de sorte que l'entité ait droit à la contrepartie sur un montant correspondant directement à la valeur pour le client de la prestation remplie par l'entité jusqu'à la date considérée.

Brookfield Énergie conclut également des accords regroupant la vente d'électricité et de produits connexes. L'électricité, la capacité et les crédits d'énergie renouvelable compris dans les conventions d'achat d'électricité (« CAE ») sont considérés comme des obligations de prestation distinctes. Conformément à l'IFRS 15, le prix de transaction d'un contrat est affecté à chaque obligation de prestation distincte et comptabilisé comme un produit 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. L'évaluation de la mesure dans laquelle une obligation de prestation est remplie et le transfert de contrôle au client de crédits d'énergie renouvelable au sein d'un groupe d'accords coïncident avec le rythme de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de la production d'électricité sous-jacente. Par conséquent, Énergie Brookfield a établi que le rythme de la comptabilisation des produits selon l'IFRS 15 est comparable à celui sous l'IAS 18.

Les produits des activités ordinaires comptabilisés hors du champ d'application de l'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 du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont entraîné une diminution des produits des activités ordinaires de respectivement 5 millions $ et 22 millions $ (respectivement 1 million $ et 9 millions $ en 2017).

c) Normes comptables récemment adoptées

IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*

Le 1er janvier 2018, Énergie Brookfield a adopté l'IFRS 15 en utilisant l'approche rétrospective modifiée applicable aux contrats qui n'étaient pas achevés au 1er janvier 2018. La nouvelle norme remplace la plupart des exigences actuelles des IFRS relativement à la comptabilisation des produits des activités ordinaires, notamment l'IAS 18, *Produits des activités ordinaires*, et l'IAS 11, *Contrats de construction*, et les interprétations connexes. Le principe de base de la norme est qu'une entité doit comptabiliser ses produits des activités ordinaires afin de refléter le transfert des biens et services promis aux clients pour un montant correspondant à la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens et services. La norme prescrit un modèle en cinq étapes pour appliquer ces principes selon lequel il faut présenter les contrats conclus avec des clients, les obligations de prestation liées au contrat, la détermination du prix de transaction, la répartition du prix de transaction aux obligations de prestation et la comptabilisation des produits des activités ordinaires lorsque toutes les obligations de prestation ont été remplies. Elle fournit des précisions quant à la comptabilisation des coûts marginaux d'obtention d'un contrat et des coûts directement liés à l'exécution d'un contrat, et prévoit la présentation d'informations pertinentes et plus complètes. L'IFRS 15 s'applique à presque tous les contrats avec des clients, sauf ceux couverts par une autre norme, comme les contrats de location, les instruments financiers et les contrats d'assurance.

Le rythme et le calendrier de la comptabilisation des produits des activités ordinaires aux termes de la nouvelle norme sont comparables à la pratique antérieure. Aucun ajustement n'a été comptabilisé au moment de l'adoption de l'IFRS 15.

IFRS 9 – *Instruments financiers*

Énergie Brookfield a adopté l'IFRS 9, publiée par l'IASB en 2014, laquelle donne des informations plus fiables et pertinentes aux utilisateurs aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs. Les nouvelles méthodes comptables ont été appliquées de manière rétrospective à partir du 1er janvier 2018 et, conformément aux dispositions transitoires de l'IFRS 9, les chiffres comparatifs n'ont pas été retraités. L'adoption de l'IFRS 9 n'avait entraîné la comptabilisation d'aucun ajustement transitoire important au 1er janvier 2018.

L'IFRS 9 remplace certaines dispositions de l'IAS 39, *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation* (« IAS 39 ») liées à la comptabilisation, au classement et à l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, à la décomptabilisation des instruments financiers, à la dépréciation des actifs financiers et à la comptabilité de couverture. L'IFRS 9 modifie également de façon importante d'autres normes portant sur les instruments financiers, comme l'IFRS 7, *Instruments financiers : informations à fournir*.

d) Modifications et incidence des méthodes comptables visant les instruments financiers

Les méthodes comptables suivantes sont applicables à la comptabilisation des instruments financiers à partir du 1er janvier 2018 selon l'IFRS 9 et diffèrent de la pratique antérieure qui se conformait à l'IAS 39. Pour en savoir davantage sur les méthodes comptables visant les informations comparatives, se reporter aux états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Comptabilisation et décomptabilisation

Les achats et ventes réguliers 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 recevoir les flux de trésorerie liés à l'actif financier 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.

Classement

Depuis le 1er janvier 2018, Énergie Brookfield classe ses actifs financiers dans les classes d'évaluation suivantes :

- ceux qui sont évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global (« JVAERG »);
- ceux qui sont évalués à la juste valeur par le biais du résultat net (« JVRN »);
- ceux qui sont évalués au coût amorti.

Le classement des actifs financiers se fait selon les objectifs économiques d'Énergie Brookfield en matière de gestion des actifs financiers et selon la question de savoir si les modalités contractuelles des flux de trésorerie sont considérées uniquement comme des remboursements de principal et des versements d'intérêts. Dans le cas d'actifs évalués à la juste valeur, les profits et les pertes seront comptabilisés par le biais du résultat net ou des autres éléments du résultat global (« AERG ») selon l'objectif économique. Dans le cas de placements dans des titres de créance, le classement des profits et des pertes dépendra de l'objectif économique. Énergie Brookfield reclasse les actifs financiers lorsque l'objectif économique visé par la gestion de ces actifs change.

Les placements en titres de capitaux propres sont classés à la JVRN ou à la JVAERG, selon l'objectif d'Énergie Brookfield visé par la gestion de ces placements et les actifs acquis à des fins autres que de transaction à court terme sont désignés à la JVAERG.

Les passifs financiers sont classés selon l'IFRS 9 de la même façon qu'ils l'étaient selon l'IAS 39.

Au 1er janvier 2018, date de la première application, les instruments financiers et les nouvelles catégories de classement d'Énergie Brookfield selon l'IFRS 9 étaient les suivantes :

	Catégorie de classement		Valeur comptable selon l'IAS 39 et l'IFRS 9 (en millions $)
	IAS 39	**IFRS 9**	
Actifs financiers			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	JVRN	Coût amorti	799
Liquidités soumises à restrictions[1]	JVRN	Coût amorti	284
Créances clients et autres actifs courants	Prêts et créances	Coût amorti	554
Actifs liés à des instruments financiers – placements dans des titres de capitaux propres[1, 2]	Disponibles à la vente	JVAERG	159
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés[1, 3]	JVRN	JVRN	20
Actifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures [1, 3]	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	6
Montants à recevoir de parties liées	Prêts et créances	Coût amorti	60
Passifs financiers			
Dettes fournisseurs et autres créditeurs	Autres passifs	Coût amorti	542
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés[1, 3]	JVRN	JVRN	145
Passifs liés à des instruments financiers – instruments financiers dérivés désignés comme couvertures[1, 3]	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	125
Montants à payer à des parties liées	Autres passifs	Coût amorti	112
Dette à long terme et facilités de crédit[1]	Autres passifs	Coût amorti	11 766

1) Comprend les tranches courantes et non courantes.
2) Les placements dans des titres de capitaux propres étaient désignés comme des titres disponibles à la vente dans les états financiers consolidés annuels de 2017.
3) Les instruments financiers dérivés se composent de contrats d'énergie dérivés, de swaps de taux d'intérêt et de swaps de change.

Évaluation

À la comptabilisation initiale, les actifs financiers sont évalués à la juste valeur. Les coûts de transaction des actifs financiers qui ne sont pas classés à la JVRN sont compris dans l'évaluation initiale. Les coûts de transaction des actifs qui sont classés à la JVRN sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Selon l'IFRS 9, les dérivés incorporés ne sont pas comptabilisés distinctement des actifs financiers, mais la variabilité des flux de trésorerie est prise en compte pour établir si ces flux de trésorerie correspondent uniquement à des remboursements de principal et à des versements d'intérêts. La comptabilisation des dérivés incorporés dans des passifs financiers ou dans des contrats hôtes non financiers demeure la même.

L'évaluation ultérieure des actifs financiers est fonction de l'objectif économique pour la gestion de l'actif ainsi que des caractéristiques des flux de trésorerie de l'actif. L'évaluation de l'actif s'effectue selon les trois catégories suivantes :

Coût amorti – Les actifs 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 dans les autres produits dans les états financiers, et les profits ou les pertes sont comptabilisés en résultat net lorsque l'actif est décomptabilisé ou déprécié.

JVAERG – Instruments d'emprunt : Les actifs détenus en vue d'atteindre un objectif économique précis en percevant des flux de trésorerie contractuels qui se composent uniquement de remboursements de principal et de versements d'intérêts dus et de ventes d'actifs financiers sont évalués à la JVAERG. Les variations de la valeur comptable sont comptabilisées dans les AERG, sauf les pertes de valeur ou leur reprise, le produit d'intérêts et les profits et pertes de change, lesquels sont comptabilisés en résultat net. Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le profit ou la perte cumulé auparavant comptabilisé à titre d'AERG dans les capitaux propres est reclassé en résultat net. Le produit d'intérêts tiré de ces actifs financiers est porté au poste « Autres produits » selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

JVAERG – Instruments de capitaux propres : Les actifs détenus en vue d'atteindre un objectif économique donné autre que les opérations à court terme sont évalués à la JVAERG. Contrairement aux instruments d'emprunt évalués à la JVAERG, les profits et les pertes ne peuvent être recyclés par le biais du 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 ne respectant pas les critères de comptabilisation au coût amorti ou à la JVAERG sont évalués à la JVRN.

Les exigences de l'IFRS 9 visant l'évaluation des passifs financiers cadrent avec celles de l'IAS 39, à l'exception de l'exigence additionnelle introduite par l'IFRS 9 qui est celle de présenter dans les AERG la variation de la juste valeur des passifs découlant de changements dans le risque de crédit d'Énergie Brookfield plutôt qu'en résultat net dans le cas des passifs désignés à la JVRN selon l'option de la juste valeur.

Dépréciation

À partir du 1er janvier 2018, 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 uniquement, Énergie Brookfield applique la méthode simplifiée prévue par l'IFRS 9, selon laquelle les pertes attendues pour la durée de vie sont comptabilisées au moment de la comptabilisation initiale des créances. 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 la créance client.

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 sont passées en revue sur le plan qualitatif au cas par cas afin de déterminer si elles doivent être sorties.

Les pertes de crédit attendues correspondent à la différence entre la valeur actualisée des flux de trésorerie contractuels devant être payés 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.

Le montant des pertes de crédit attendues sur les actifs financiers s'est avéré négligeable; par conséquent, aucune provision pour créances douteuses n'a été comptabilisée.

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 la juste valeur à la fin de chaque période de présentation de l'information financière. La comptabilisation des variations ultérieures de la juste valeur diffère selon que le dérivé a été désigné ou non comme instrument de couverture et, le cas échéant, selon la nature de l'élément couvert et le type de relation de couverture désigné.

Énergie Brookfield désigne ses dérivés comme couverture :

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

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 4.

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.

Couvertures de flux de trésorerie qui sont admissibles à 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 pertes liés à la partie inefficace sont comptabilisés immédiatement en résultat net à titre de « Profit latent (perte latente) sur les instruments financiers ».

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

Couvertures d'investissement net qui sont admissibles à 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 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 pertes liés à la partie inefficace sont comptabilisés immédiatement en résultat net à titre de « Change et profit latent (perte latente) sur les instruments financiers ». Le cumul des profits et pertes accumulés dans les capitaux propres est reclassé en résultat net lorsque les établissements à l'étranger sont vendus, en tout ou en partie.

Inefficacité de la couverture

La politique de couverture d'Énergie Brookfield ne permet l'utilisation d'instruments dérivés 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 veiller à l'existence d'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, la méthode du dérivé hypothétique pour apprécier l'efficacité est utilisée.

e) Modifications futures de méthodes comptables

Le tableau suivant décrit brièvement les normes comptables publiées, mais non encore en vigueur. Aucune d'entre elles ne sera adoptée de façon anticipée par Énergie Brookfield.

Norme	Description	Date d'entrée en vigueur	Incidence sur les états financiers
En janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »).	Selon l'IFRS 16, le preneur doit comptabiliser la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Le traitement comptable appliqué par le bailleur demeure essentiellement le même et la distinction entre les contrats de location-financement et les contrats de location simple reste inchangée. Selon l'IFRS 16, un preneur comptabilise un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif lié au droit d'utilisation est traité de manière similaire à d'autres actifs non financiers et amorti en conséquence. Des intérêts sont comptabilisés sur le passif. L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements locatifs sur la durée de location, actualisée au taux d'intérêt implicite du contrat de location. Les preneurs peuvent faire un choix de méthode comptable, par catégorie de biens sous-jacents, afin de pouvoir recourir à une méthode semblable à la comptabilisation des contrats de location simple en vertu de l'IAS 17 et ainsi s'abstenir de comptabiliser les actifs et les passifs de chaque contrat de location d'une durée d'au plus 12 mois pour lesquels le bien sous-jacent a une faible valeur. L'IFRS 16 annule et remplace l'IAS 17, *Contrats de location*, et les interprétations connexes. Un preneur pourra appliquer l'IFRS 16 à ses contrats de location soit de façon rétrospective à chaque période antérieure pour laquelle il présente de l'information financière, soit de façon rétrospective en comptabilisant l'effet cumulatif de l'application initiale de l'IFRS 16 à la date de première application.	La norme s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2019. L'adoption anticipée est permise.	La direction a constitué son groupe de travail aux fins de l'adoption et a participé à des séances de planification avec Brookfield Asset Management. La direction prévoit adopter la norme en utilisant l'approche rétrospective modifiée, qui entraînera un ajustement non récurrent du solde d'ouverture des capitaux propres au 1er janvier 2019, comme si la norme avait toujours été en vigueur. La transition sera effectuée selon la définition actuelle d'un contrat de location et en appliquant certains allègements transitoires et d'autres mesures de simplification et choix de méthode comptable à l'adoption de la nouvelle norme. La quantification initiale est terminée et fait l'objet d'un examen. Les activités visant l'adoption de la norme progressent comme prévu. Les étapes suivantes consisteront à finaliser l'analyse du document, y compris l'évaluation de l'incidence sur les exigences à l'égard des systèmes informatiques et des contrôles internes, la création d'une ébauche des informations requises par la nouvelle norme et la mise à jour de l'analyse pour y inclure tous les contrats de location en vigueur à la fin de l'exercice. La direction continue d'évaluer l'incidence globale de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés.

2. ACQUISITIONS

Le placement suivant a été comptabilisé au moyen de la méthode d'acquisition, et les résultats d'exploitation ont été inclus dans les états financiers consolidés à la date de l'acquisition.

Énergie Brookfield a fait l'acquisition de TerraForm Global, Inc. (« GLBL ») le 28 décembre 2017. Les actifs nets identifiables de GLBL comprenaient des liquidités soumises à restrictions et des dépôts de 56 millions $ lié 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, qui se composait d'un paiement en espèces de 12 millions $ et une contrepartie différée de 3 millions $.

Les coûts d'acquisition totaux de 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.

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

(EN MILLIONS)	Note	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie		12 $
Créances clients et autres actifs courants		7
Immobilisations corporelles, à la juste valeur		158
Passifs courants		(3)
Tranche courante de la dette à long terme		(3)
Instruments financiers		(2)
Dette à long terme		(69)
Passifs d'impôt différé		(35)
Participations ne donnant pas le contrôle		(21)
Juste valeur des actifs nets acquis		44
Goodwill	12	27
Prix d'acquisition		71 $

3. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

En juillet 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a conclu une convention dans le but de vendre ses participations majoritaires dans un portefeuille d'énergie éolienne et solaire en Afrique du Sud d'une puissance de 178 MW (le « portefeuille d'Afrique du Sud ») pour une contrepartie totale de 2 031 millions ZAR (environ 166 millions $, soit la quote-part d'Énergie Brookfield s'élevant à environ 50 millions $). La transaction est assujettie aux conditions de clôture, y compris l'approbation des organismes de réglementation et du prêteur. Énergie Brookfield détient une participation financière de 31 % et un droit de vote de 100 % dans le portefeuille d'Afrique du Sud. Le montant au prorata de la contrepartie attribuable aux partenaires institutionnels au moment de la clôture se rapproche de leur participation financière dans le portefeuille d'Afrique du Sud. Chaque entité de projet comprise dans le portefeuille d'Afrique du Sud se compose d'une participation financière additionnelle ne donnant pas le contrôle variant de 30 % à 49 %.

Une réévaluation des actifs détenus en vue de la vente a été effectuée immédiatement avant de les classer comme détenus en vue de la vente, conformément à notre choix de méthode comptable d'appliquer le modèle de réévaluation. Le montant cumulatif comptabilisé dans les autres éléments du résultat global rattaché aux capitaux propres des commanditaires relatifs aux actifs détenus en vue de la vente est de 12 millions $.

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

Les principaux actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Total
Actifs	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15 $
Liquidités soumises à restrictions	19
Créances clients et autres actifs courants	19
Immobilisations corporelles à la juste valeur	619
Goodwill	22
Autres actifs non courants	64
Actifs détenus en vue de la vente	758 $
Passifs	
Passifs courants	27 $
Dette à long terme	361
Autres passifs non courants	139
Passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente	527 $

4. 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.

Il n'y a eu aucune modification importante au chapitre des risques courus depuis ceux énoncés dans les états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2017.

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 :

	30 sept. 2018				31 déc.
(EN MILLIONS)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	2017
Actifs évalués à la juste valeur :					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	313 $	- $	- $	313 $	799 $
Liquidités soumises à restrictions[1]	257	-	-	257	284
Actifs liés à des instruments financiers[2,3]					
Swaps de taux d'intérêt	-	19	-	19	6
Swaps de change	-	66	-	66	20
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt[2]	71	64	-	135	159
Immobilisations corporelles	-	-	25 521	25 521	27 096
Passifs évalués à la juste valeur :					
Passifs liés à des instruments financiers[3]					
Contrats d'énergie dérivés	-	(23)	-	(23)	(19)
Swaps de taux d'intérêt	-	(128)	-	(128)	(155)
Swaps de change	-	(10)	-	(10)	(96)
Contrepartie éventuelle[4]	-	-	(17)	(17)	(18)
Actifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence[5]	723	-	-	723	278
Passifs pour lesquels la juste valeur est présentée :					
Dette à long terme et facilités de crédit	-	(11 832)	-	(11 832)	(12 479)
Total	1 364 $	(11 844) $	25 504 $	15 024 $	15 875 $

1) Comprennent le montant courant et le montant non courant inclus dans les autres actifs non courants.
2) Les montants du niveau 2 comprennent les placements du Brookfield Infrastructure Debt Fund.
3) Comprennent les montants courants et non courants.
4) Comprennent les regroupements d'entreprises et l'extinction des obligations en 2021 et 2024.
5) La juste valeur correspond aux placements dans les actions ordinaires cotées en Bourse de TerraForm Power Inc.

Aucun reclassement n'a eu lieu au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.

Information sur les instruments financiers

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

	2018			2017
(EN MILLIONS)	Actif	Passif	Actif net (passif)	Actif net (passif)
Contrats d'énergie dérivés	- $	23 $	(23) $	(19) $
Swaps de taux d'intérêt	19	128	(109)	(149)
Swaps de change	66	10	56	(76)
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	135	-	135	159
Total	220	161	59	(85)
Moins : tranche courante	59	40	19	(112)
Tranche non courante	161 $	121 $	40 $	27 $

a) Contrats d'énergie dérivés

Énergie Brookfield a conclu des contrats d'énergie dérivés à long terme principalement afin de stabiliser ou d'éliminer le risque de prix à la vente d'une partie de la production d'électricité future. Certains contrats d'énergie sont comptabilisés dans les états financiers consolidés intermédiaires 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.

b) 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 intermédiaires.

c) 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.

d) Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt

Les placements d'Énergie Brookfield dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt consistent essentiellement de placements dans des titres cotés en Bourse qui sont comptabilisés à l'état de la situation financière à la juste valeur. Les placements dans des titres d'emprunt font l'objet d'un test de dépréciation à chaque date de clôture.

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus au poste « Change et perte latente sur les instruments financiers » dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	(3) $	1 $	(1) $	1 $
Swaps de taux d'intérêt	4	(1)	24	(11)
Swaps de change – flux de trésorerie	10	(14)	56	(30)
Perte de change	(21)	2	(114)	(4)
	(10) $	(12) $	(35) $	(44) $

Le tableau suivant présente les profits latents (pertes latentes) inclus au poste « Autres éléments du résultat global » dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Contrats d'énergie dérivés	(14) $	1 $	(11) $	23 $
Swaps de taux d'intérêt	2	5	13	4
	(12)	6	2	27
Swaps de change – investissement net	(11)	(52)	50	(97)
Placements dans des titres de capitaux propres et des titres d'emprunt	10	(9)	(1)	2
	(13) $	(55) $	51 $	(68) $

Le tableau suivant présente les ajustements pour reclassement de montants comptabilisés en résultat net dans les états consolidés intermédiaires du résultat global :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Trimestres clos les 30 septembre 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017
Contrats d'énergie dérivés	- $	(6) $	8 $	(22) $
Swaps de taux d'intérêt	3	8	9	16
	3 $	2 $	17 $	(6) $

5. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Les activités 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 Divers), afin de mieux refléter la façon dont le principal décideur opérationnel analyse les résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le placement d'Énergie Brookfield dans les sociétés TerraForm Power et TerraForm Global a donné lieu à la création du secteur Énergie solaire, qui sera dorénavant analysé de façon distincte. Le placement dans First Hydro a donné lieu à la création du secteur accumulation et divers, qui sera analysé collectivement avec les activités de cogénération et de biomasse. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Le secteur siège social représente toutes les activités réalisées au-delà des secteurs individuels d'activité.

Les informations présentées au principal décideur opérationnel sur les mesures utilisées pour évaluer le rendement et affecter les ressources sont au prorata depuis le quatrième trimestre de 2017. 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 1) comprennent la quote-part d'Énergie Brookfield des résultats des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence répartie entre tous les éléments mentionnés précédemment et 2) ne tiennent pas compte de la quote-part des résultats des participations consolidées que nous ne détenons pas et qui est répartie entre les éléments mentionnés précédemment.

Le résultat net sectoriel n'est pas une mesure utilisée par le principal décideur opérationnel pour analyser les résultats de l'entreprise et affecter les ressources. Énergie Brookfield n'exerce pas de contrôle sur les

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

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

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

Énergie Brookfield se sert du BAIIA ajusté pour évaluer le rendement de ses activités avant l'incidence de la charge d'intérêt, de l'impôt sur le résultat, de l'amortissement des immobilisations corporelles, des coûts de service de gestion, des participations ne donnant pas le contrôle, du profit latent ou de la perte latente sur les instruments financiers, des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence, des distributions aux porteurs d'actions privilégiées et aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments typiques généralement ponctuels. Comparativement aux exercices précédents, Énergie Brookfield a révisé sa définition du BAIIA ajusté afin d'inclure sa quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence dans le BAIIA ajusté. Au cours des exercices précédents, Énergie Brookfield avait inclus sa quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

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.

Les informations sectorielles suivantes sont présentées régulièrement au principal décideur opérationnel.

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumu-lation et divers	Siège social	Total			
Produits	166	53	54	50	17	15	4	58	25	-	442	(100)	332	674
Autres produits	1	1	-	-	-	-	-	1	-	1	4	(1)	4	7
Coûts d'exploitation directs	(68)	(16)	(25)	(20)	(8)	(2)	(1)	(13)	(11)	(5)	(169)	31	(119)	(257)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	70
BAIIA ajusté	99	38	29	30	9	13	3	46	14	(4)	277	-	217	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	(22)	-	-	(22)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(44)	(5)	(9)	(16)	(6)	(2)	(1)	(15)	(3)	(27)	(128)	29	(77)	(176)
Impôt exigible	(2)	(2)	-	-	(1)	-	-	-	-	-	(5)	2	(3)	(6)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10)	(10)	-	-	(10)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(31)	-	(31)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(137)	(137)
Fonds provenant des activités	53	31	20	14	2	11	2	31	11	(70)	105	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(57)	(32)	(4)	(34)	(13)	(3)	-	(11)	(5)	(1)	(160)	32	(64)	(192)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(5)	1	-	-	1	(3)	(1)	-	-	1	(6)	-	(4)	(10)
Charge d'impôt différé	7	-	(1)	(4)	1	-	-	(1)	-	15	17	3	(9)	11
Divers	(1)	2	(4)	(3)	-	-	-	-	(1)	(4)	(11)	(2)	(5)	(18)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(33)	-	(33)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	82
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	(3)	2	11	(27)	(9)	5	1	19	5	(59)	(55)	-	-	(55)

1) La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 6 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 55 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs établie par la direction pour prendre des décisions au chapitre de l'exploitation et évaluer le rendement ainsi que le rapprochement des résultats au prorata d'Énergie Brookfield et des comptes consolidés de résultat poste par poste, en regroupant les éléments comprenant les résultats des placements dans des entreprises associées à Énergie Brookfield et en tenant compte de la portion de chaque poste attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts											
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumu-lation et divers	Siège social	Total	Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne sonnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
Produits	201	60	47	30	11	10	18	-	377	(15)	246	608
Autres produits	1	4	-	-	-	-	-	-	5	-	2	7
Coûts d'exploitation directs	(74)	(22)	(22)	(9)	(7)	(1)	(9)	(6)	(150)	6	(99)	(243)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	9
BAIIA ajusté	128	42	25	21	4	9	9	(6)	232	-	149	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(46)	(2)	(10)	(10)	(3)	(2)	(3)	(23)	(99)	3	(62)	(158)
Impôt exigible	-	(3)	(2)	-	(1)	-	-	-	(6)	-	(9)	(15)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	-	-	(8)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-	(7)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-	(3)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78)	(78)
Fonds provenant des activités	82	37	13	11	-	7	6	(65)	91	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(54)	(36)	(8)	(21)	(5)	(2)	(7)	-	(133)	3	(72)	(202)
Change et perte latente sur les instruments financiers	1	-	(2)	-	(8)	-	-	1	(8)	-	(4)	(12)
(Charge) recouvrement d'impôt différé	13	1	(3)	(10)	2	-	-	7	10	-	(6)	4
Divers	(7)	(1)	1	(1)	10	1	3	(9)	(3)	(1)	-	(4)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	82
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	35	1	1	(21)	(1)	6	2	(66)	(43)	-	-	(43)

1) La quote-part du résultat découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 4 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la quote-part des résultats. La perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 4 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 :

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne								Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	655	185	160	158	46	33	9	106	62	-	1 414	(197)	985	2 202
Autres produits	6	3	1	1	1	-	-	4	-	2	18	(5)	13	26
Coûts d'exploitation directs	(206)	(55)	(70)	(50)	(20)	(7)	(3)	(23)	(29)	(17)	(480)	63	(343)	(760)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139	12	151
BAIIA ajusté	455	133	91	109	27	26	6	87	33	(15)	952	-	667	-
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(64)	(64)	-	-	(64)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(128)	(17)	(29)	(44)	(12)	(6)	(3)	(30)	(10)	(75)	(354)	54	(234)	(534)
Impôt exigible	(5)	(7)	-	(1)	(2)	-	-	-	-	-	(15)	3	(8)	(20)
Distributions attribuables aux éléments suivants :														
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-		-	-	-	-	-	-	(29)	(29)	-	-	(29)
Actions privilégiées	-	-		-	-	-	-	-	-	(20)	(20)	-	-	(20)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57)	(10)	(67)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(415)	(415)
Fonds provenant des activités	322	109	62	64	13	20	3	57	23	(203)	470	-	-	-
Amortissement des immobilisations corporelles	(170)	(103)	(14)	(89)	(30)	(10)	(2)	(24)	(17)	(1)	(460)	61	(212)	(611)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(4)	-	1	3	6	(11)	(2)	(3)	(2)	14	2	(6)	(31)	(35)
Charge d'impôt différé	1	1	(4)	(9)	2	-	-	(1)	-	24	14	2	(18)	(2)
Divers	(19)	(2)	(4)	(8)	(3)	-	(2)	(10)	(10)	(17)	(75)	15	(12)	(72)
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(72)	-	(72)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	273
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	130	5	41	(39)	(12)	(1)	(3)	19	(6)	(183)	(49)	-	-	(49)

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 12 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la 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 142 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

Le tableau qui suit présente distinctement les résultats sectoriels selon la structure des secteurs 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 :

	Attribuable aux porteurs de parts											
	Hydroélectricité			Énergie éolienne						Apport des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS[1]
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	Amérique du Nord	Brésil	Colombie	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Accumulation et divers	Siège social	Total			
Produits	726	178	140	109	35	19	42	-	1 249	(35)	754	1 968
Autres produits	1	10	2	-	-	-	-	1	14	-	11	25
Coûts d'exploitation directs	(207)	(53)	(69)	(26)	(16)	(4)	(25)	(17)	(417)	15	(314)	(716)
Quote-part du BAIIA ajusté découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	20
BAIIA ajusté	520	135	73	83	19	15	17	(16)	846	-	451	
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	(58)	(58)	-	-	(58)
Charge d'intérêts sur les emprunts	(135)	(12)	(32)	(31)	(9)	(4)	(10)	(66)	(299)	9	(187)	(477)
Impôt exigible	1	(8)	(3)	-	(1)	-	-	-	(11)	-	(16)	(27)
Distributions attribuables aux éléments suivants :												
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-	(21)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	-	(19)
Quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(248)	(248)
Fonds provenant des activités	386	115	38	52	9	11	7	(180)	438	-	-	
Amortissement des immobilisations corporelles	(163)	(106)	(24)	(62)	(17)	(5)	(19)	-	(396)	9	(213)	(600)
Change et perte latente sur les instruments financiers	(3)	(3)	(1)	1	(14)	-	-	(15)	(35)	1	(4)	(38)
Charge d'impôt différé	(5)	3	(9)	(4)	4	-	-	18	7	-	(24)	(17)
Divers	(17)	(6)	8	-	12	2	7	(9)	(3)	(2)	22	17
Quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	-	(8)
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	219	219
Résultat net attribuable aux porteurs de parts[2]	198	3	12	(13)	(6)	8	(5)	(186)	11	-	-	11

1) La quote-part des résultats découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence de 3 millions $ comprend la quote-part du BAIIA ajusté, la quote-part des intérêts et de l'impôt payé en trésorerie et la 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 29 millions $ comprend la quote-part des fonds provenant des activités découlant des participations ne donnant pas le contrôle et le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

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

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

	Attribuable aux porteurs de parts													
	Hydroélectricité			Énergie éolienne										
(EN MILLIONS)	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil	Divers	Énergie solaire	Accumu-lation et divers	Siège social	Total	Contribution des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Tel qu'il est présenté en vertu des IFRS
Au 30 septembre 2018 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14 $	15 $	87 $	36 $	41 $	7 $	4 $	64 $	10 $	12 $	290 $	(115) $	138 $	313 $
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 141	1 296	1 493	2 195	794	248	30	1 312	572	-	19 081	(3 079)	9 519	25 521
Total de l'actif	11 452	1 582	1 743	2 350	927	282	53	1 619	632	165	20 805	(2 503)	11 639	29 941
Total des emprunts	2 986	459	229	1 341	484	76	33	998	256	2 891	9 753	(2 041)	3 680	11 392
Total du passif	5 121	818	372	1 782	630	81	41	1 256	291	3 105	13 497	(2 503)	5 593	16 587
Pour les neuf mois clos le 30 septembre 2018 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	55	4	22	9	10	-	-	9	2	6	117	(15)	56	158
Au 31 décembre 2017 :														
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21 $	14 $	40 $	18 $	19 $	7 $	103 $	90 $	11 $	7 $	330 $	(30) $	499 $	799 $
Immobilisations corporelles à la juste valeur	11 396	1 303	1 908	1 798	482	304	11	602	625	-	18 429	(1 451)	10 118	27 096
Total de l'actif	11 709	1 574	2 149	1 888	532	443	31	765	691	180	19 962	(1 040)	11 982	30 904
Total des emprunts	3 049	447	200	1 005	233	192	9	499	253	2 552	8 439	(848)	4 175	11 766
Total du passif	5 237	801	380	1 338	334	208	18	573	304	2 786	11 979	(1 039)	5 682	16 622
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :														
Nouvelles immobilisations corporelles	90	8	59	6	34	-	-	-	13	10	220	(10)	144	354

Informations géographiques

Le tableau suivant présente les produits consolidés par région géographique pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les 30 septembre :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
États-Unis	196 $	185 $	691 $	673 $
Colombie	222	195	664	583
Canada	76	100	302	358
Brésil	119	106	328	274
Europe	19	22	87	80
Divers	42	-	130	-
	674 $	608 $	2 202 $	1 968 $

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

(EN MILLIONS)	30 septembre 2018	31 décembre 2017
États-Unis	11 203 $	11 131 $
Colombie	5 370	5 401
Canada	5 562	5 810
Brésil	2 772	3 479
Europe	1 410	1 332
Divers	315	664
	26 632 $	27 817 $

6. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, le taux d'imposition effectif d'Énergie Brookfield s'est établi à 13,5 % (35,5 % en 2017). Le taux d'imposition effectif est différent du taux prévu par la loi en raison principalement des écarts entre les taux et du bénéfice non imposable des participations ne donnant pas le contrôle.

7. IMMOBILISATIONS CORPORELLES À LA JUSTE VALEUR

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

(EN MILLIONS)	Note	Hydro-électricité	Énergie éolienne	Énergie solaire	Divers[1]	Total[2]
Au 31 décembre 2017		22 399 $	3 803 $	575 $	319 $	27 096 $
Ajouts aux actifs en construction		131	23	2	2	158
Acquisitions par voie de regroupements d'entreprises	2	-	72	86	-	158
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente	3	-	(58)	(561)	-	(619)
Éléments comptabilisés par le biais des autres éléments du résultat global						
Variation de la juste valeur	3	-	-	163	-	163
Change		(493)	(222)	(75)	(48)	(838)
Éléments comptabilisés par le biais du résultat net						
Cessions et passation en charges des coûts d'exploitation		(23)	(3)	-	(10)	(36)
Amortissement des immobilisations corporelles		(400)	(178)	(17)	(16)	(611)
Divers		(9)	-	59	-	50
Au 30 septembre 2018		21 605 $	3 437 $	232 $	247 $	25 521 $

1) Comprend l'accumulation, la biomasse et la cogénération.

2) Comprend des immobilisations incorporelles de 11 millions $ (13 millions $ en 2017) et des actifs en construction de 429 millions $ (601 millions $ en 2017).

8. DETTE À LONG TERME ET FACILITÉS DE CRÉDIT

Le tableau suivant présente les composantes des obligations liées à la dette aux :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 septembre 2018 Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée	31 décembre 2017 Moyenne pondérée Taux d'intérêt (%)	Durée (en années)	Valeur comptable	Juste valeur estimée
Emprunts de la société mère								
Série 3 (200 $ CA)	5,3	0,1	155 $	158 $	5,3	0,8	159 $	163 $
Série 4 (150 $ CA)	5,8	18,1	116	135	5,8	18,9	119	144
Série 7 (450 $ CA)	5,1	2,0	349	368	5,1	2,8	358	382
Série 8 (400 $ CA)	4,8	3,4	310	324	4,8	4,1	318	344
Série 9 (400 $ CA)	3,8	6,7	310	308	3,8	7,4	318	321
Série 10 (500 $ CA)	3,6	8,3	387	375	3,6	9,0	398	400
Série 11 (300 $ CA)	4,3	10,3	232	231	-	-	-	-
	4,5	6,2	1 859 $	1 899 $	4,5	6,4	1 670 $	1 754 $
Facilités de crédit	3,2	3,5	1 049 $	1 049 $	2,6	4,5	887 $	887 $
Emprunts des filiales								
Hydroélectricité	6,2	9,5	6 375 $	6 597 $	6,3	8,8	6 392 $	6 813 $
Énergie éolienne	4,7	11,2	1 930	2 020	5,8	9,7	2 211	2 343
Énergie solaire	6,0	7,5	170	170	11,1	7,6	643	643
Accumulation et divers	4,0	5,1	93	97	8,4	17,8	39	39
	5,8	9,8	8 568 $	8 884 $	6,5	9,0	9 285 $	9 838 $

Total de la dette	11 476	11 832	11 842	12 479
Ajouter : primes non amorties[1]	1		1	
Déduire : coûts de financement non amortis[1]	(85)		(77)	
Déduire : tranche courante	(864)		(1 676)	
	10 528 $		10 090 $	

1) Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis sur la durée des emprunts.

Emprunts de la société mère

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 20 « 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 20 septembre 2018, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de billets à moyen terme de série 11 d'un montant en capital de 300 millions $ CA (230 millions $), assortis d'un taux d'intérêt fixe de 4,25 % et venant à échéance en janvier 2029.

Emprunts des filiales

Les emprunts des filiales sont habituellement des emprunts sans recours, à long terme, et grevant des actifs précis, libellés dans la monnaie locale de la filiale. Les emprunts des filiales en Amérique du Nord, en Europe et en Afrique du Sud consistent en des dettes à taux fixe et à taux variable. Les emprunts des filiales en Afrique du Sud se composent de dettes à taux variable indexées sur le taux interbancaire convenu à Johannesburg (le « TICJ ») et de dettes libellées en dollars américains indexées sur le taux interbancaire offert à Londres (le « TIOL »). Énergie Brookfield a recours à des swaps de taux d'intérêt en Amérique du Nord, en Europe et en Afrique du Sud pour réduire au minimum son exposition aux taux d'intérêt variables. Les emprunts des filiales au Brésil sont généralement 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, ou du taux du certificat de dépôt interbancaire, majoré d'une marge. Les emprunts des filiales en Colombie sont assortis de taux variables de l'Indicador Bancario de Referencia (« IBR »), soit le taux d'intérêt à court terme de la Banque centrale de Colombie, ou de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de la Colombie, soit le taux d'inflation stipulé par la Banque centrale de Colombie, majoré d'une marge. Les emprunts des filiales en Malaisie se composent de dettes à taux variable indexées sur le taux interbancaire offert à Kuala Lumpur (le « TIOKL »). Les emprunts des filiales en Inde se composent de dettes libellées en dollars américains à taux fixe.

Le 19 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement associé à sa centrale d'accumulation par pompage comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni en contractant un emprunt à long terme de 60 millions £ (83 millions $) et une facilité de lettre de crédit de 90 millions £ (125 millions $). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2021 et porte intérêt au TIOL, majoré d'une marge de 2,75 %.

Le 29 janvier 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 130 millions R$ (40 millions $) à l'égard d'une centrale hydroélectrique d'une puissance de 19 MW en cours de construction au Brésil. L'emprunt porte intérêt à un taux de la TJLP, majoré de 2,15 %, et vient à échéance en 2038.

Le 15 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un refinancement associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 296 MW aux États-Unis. Le financement consistait en une obligation verte capitalisée à l'échéance d'un montant de 350 millions $ portant intérêt à un taux de 4,5 % et venant à échéance en 2033. Le produit a été affecté au remboursement du montant en capital de 315 millions $, et l'excédent a été distribué aux investisseurs.

Le 22 février 2018, TerraForm Global a émis des billets de premier rang d'un montant en capital de 400 millions $ portant intérêt à un taux de 6,13 % et venant à échéance en mars 2026. Avec la trésorerie en caisse, le produit a été affecté au remboursement du montant de 760 millions $ lié aux billets de premier rang portant intérêt à un taux de 9,75 % et venant à échéance en 2022. De plus, TerraForm Global a conclu une facilité de crédit renouvelable de 45 millions $ venant à échéance en février 2021.

Le 27 février 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement d'obligations associé à l'entreprise en Colombie. Le financement consistait en obligations non garanties de premier rang d'un capital de 750 milliards COP (262 millions $) dont les échéances sont de 7, 12 et 30 ans et portent intérêt respectivement à un taux de 7,12 %, à un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,56 % et à un taux fondé sur l'IPC majoré de 3,99 %.

Le 20 avril 2018, Énergie Brookfield a réalisé un refinancement d'un montant de 160 millions R$ (47 millions $) associé à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 120 MW au Brésil. L'emprunt porte intérêt au taux d'un certificat de dépôt interbancaire, majoré de 2,00 %, et vient à échéance en octobre 2023.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, Énergie Brookfield a refinancé un emprunt bancaire à hauteur de 1 762 milliards COP (634 millions $) associé à l'entreprise en Colombie. Le nouvel emprunt vient à échéance entre 2025 et 2030 à des taux fondés sur l'IBR majoré d'une fourchette de 2,97 % à 3,70 %.

Le 31 août 2018, Énergie Brookfield a conclu le refinancement d'un emprunt s'élevant à 338 milliards COP (111 millions $) associé à l'entreprise en Colombie. Cet emprunt amorti porte intérêt à 7,48 % et vient à échéance en août 2025.

Le 14 septembre 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 250 millions R$ (60 millions $) associé à la centrale hydroélectrique au Brésil. Cette obligation non garantie porte intérêt à 113 % du certificat de dépôt interbancaire et vient à échéance en septembre 2023.

Le 28 septembre 2018, Énergie Brookfield a accru sa dette associée à un portefeuille éolien en Ontario d'une puissance de 166 MW par la voie d'un placement privé d'un montant de 60 millions $ CA (46 millions $). La dette porte intérêt à un taux fixe de 4,86 % et vient à échéance en août 2031.

Dans le cadre de la transaction intervenue avec TerraForm Global, Énergie Brookfield a acquis des actifs qui avaient contracté des financements liés à des projets et qui étaient en défaut de paiement avant l'acquisition. Le solde de capital totalisant 316 millions $ vient à échéance entre 2026 et 2031. Au 30 septembre 2018, les emprunts ne respectaient toujours pas certaines clauses restrictives en raison d'enjeux existant avant l'acquisition de TerraForm Global, y compris avec les entrepreneurs dans le cadre des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction. Le solde des emprunts rattachés au portefeuille d'Afrique du Sud a été classé comme des passifs directement rattachés à des actifs détenus en vue de la vente. Se reporter à la note 3 – *Actifs détenus en vue de la vente*. Au 30 septembre 2018, le solde a été classé comme courant dans les états financiers consolidés intermédiaires selon les IFRS. Le solde de ces emprunts était de 14 millions $ au 30 septembre 2018. Énergie Brookfield est en pourparlers avec tous les prêteurs pour remédier aux manquements et lever les restrictions relatives aux projets. Hormis les manquements susmentionnés, au 30 septembre 2018, Énergie Brookfield avait respecté toutes les clauses restrictives financières importantes.

Facilités de crédit

Pour répondre aux fins générales de l'entreprise, Énergie Brookfield et ses filiales émettent des lettres de crédit aux termes de certaines de leurs facilités de crédit, 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 aux :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Facilités de crédit autorisées contractées par la société[1]	2 100 $	2 090 $
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit contractées par la société[1]	(1 038)	(685)
Lettres de crédit émises	(35)	(193)
Tranche non utilisée des facilités de crédit contractées par la société	1 027	1 212

1) Les montants sont garantis par Énergie Brookfield. Ne tiennent pas compte d'un montant de 11 millions $ (202 millions $ en 2017) emprunté sur une facilité de crédit-relais d'un fonds privé soutenu par Brookfield.

9. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	6 046 $	6 298 $
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	51	58
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	2 489	2 843
Actions privilégiées	600	616
	9 186 $	9 815 $

Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation

La variation nette des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation se présente comme suit :

(EN MILLIONS)	Brookfield Americas Infra-structure Fund	Brookfield Infra-structure Fund II	Brookfield Infra-structure Fund III	The Catalyst Group	Investis-seurs institution-nels d'Isagen	Participations ne donnant pas le contrôle dans Isagen – actionnaires publics	Divers	Total
Au 31 décembre 2017	850 $	1 682 $	1 852 $	134 $	1 701 $	9 $	70 $	6 298 $
Résultat net	6	(1)	27	15	90	-	5	142
Autres éléments du résultat global	(17)	(74)	6	-	12	-	49	(24)
Apports en capital	-	9	5	-	-	-	(1)	13
Acquisition	-	-	-	-	-	-	21	21
Distributions	(8)	(63)	(230)	(6)	(127)	-	(4)	(438)
Divers	-	-	-	-	-	-	34	34
Au 30 septembre 2018	831 $	1 553 $	1 660 $	143 $	1 676 $	9 $	174 $	6 046 $
Participations détenues par des tiers	75-80 %	50-60 %	23-71 %	25 %	53 %	0,5 %	21-50 %	

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.

Au 30 septembre 2018, 2 651 506 parts de société en commandite (2 651 506 au 31 décembre 2017) et 129 658 623 parts de société en commandite rachetables/échangeables (129 658 623 au 31 décembre 2017) étaient en circulation.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Participation de commandité dans une filiale société de portefeuille détenue par Brookfield	1 $	2 $	4 $	4 $
Distributions incitatives	10	7	30	22
	11 $	9 $	34 $	26 $
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	64 $	60 $	192 $	183 $
	75 $	69 $	226 $	209 $

Actions privilégiées

Les actions privilégiées d'Énergie Brookfield comprennent 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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	Dividendes déclarés pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017	Valeur comptable au 30 sept. 2018	31 déc. 2017
Série 1 (136 $ CA)	5,45	3,36	Avril 2020	3 $	3 $	105 $	108 $
Série 2 (113 $ CA)[1]	4,51	4,17	Avril 2020	3	2	87	90
Série 3 (249 $ CA)	9,96	4,40	Juillet 2019	6	6	193	197
Série 5 (103 $ CA)	4,11	5,00	Avril 2018	3	3	80	82
Série 6 (175 $ CA)	7,00	5,00	Juillet 2018	5	5	135	139
	31,03			20 $	19 $	600 $	616 $

1) 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 30 septembre 2018, 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 juin 2018, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Actions privilégiées ERB lui signifiant son intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses actions privilégiées de catégorie A en circulation pour une année supplémentaire, soit jusqu'au 26 juin 2019 ou plus tôt si les rachats sont conclus avant cette date. Dans le cadre de cette offre publique de rachat, nous sommes autorisés à racheter jusqu'à 10 % du flottant total de chacune des séries des actions privilégiées de catégorie A. Les porteurs de parts peuvent obtenir une copie sans frais de l'avis en communiquant avec Énergie Brookfield. Aucune action n'avait été rachetée au 30 septembre 2018.

10. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES DÉTENANT DES PARTS PRIVILÉGIÉES

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

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Actions en circulation	Taux de rendement des distributions cumulatives (%)	Date de rachat la plus rapprochée	Distributions déclarées pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	Distributions déclarées pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017	Valeur comptable au 30 sept. 2018	31 déc. 2017
Série 5 (72 $ CA)	2,89	5,59	Avril 2018	3 $	3 $	49 $	49 $
Série 7 (175 $ CA)	7,00	5,50	Janvier 2021	6	6	128	128
Série 9 (200 $ CA)	8,00	5,75	Juillet 2021	6	6	147	147
Série 11 (250 $ CA)	10,00	5,00	Avril 2022	7	6	187	187
Série 13 (250 $ CA)	10,00	5,00	Avril 2023	7	-	196	-
	37,89			29 $	21 $	707 $	511 $

Le 16 janvier 2018, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 13 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 13 ») au prix de 25 $ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions $ CA (201 millions $). Énergie Brookfield a engagé des coûts de transaction de 9 millions $ CA (5 millions $) liés à ces placements, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes. Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2023. Par la suite, le taux de distribution sera fixé 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 3,00 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs de parts de société en commandite privilégiées de série 13 auront le droit, à leur gré, de convertir leurs parts de société en commandite privilégiées de série 13 en des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 14 (les « parts privilégiées de série 14 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2023 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs de parts privilégiées de série 14 auront le droit de recevoir des distributions en espèces privilégiées cumulatives variables équivalant au taux des bons du Trésor canadien à 90 jours, majoré de 3,00 %.

Au 30 septembre 2018, aucune part de société en commandite privilégiée de catégorie A, série 5 n'avait été rachetée.

11. CAPITAUX PROPRES DES COMMANDITAIRES

Capitaux propres des commanditaires

Au 30 septembre 2018, un total de 180 328 344 parts de société en commandite étaient en circulation (180 388 361 au 31 décembre 2017), dont 56 068 944 parts (56 068 944 au 31 décembre 2017) étaient détenues par Brookfield. Brookfield détient toutes les participations de commandité dans Énergie Brookfield, ce qui représentait une participation de 0,01 %.

Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, 63 653 et 221 342 parts de société en commandite (72 948 et 229 553 parts de société en commandite en 2017) ont été émises respectivement dans le cadre du régime de réinvestissement des distributions pour un coût total de respectivement 2 millions $ et 7 millions $ (2 millions $ et 7 millions $ en 2017).

Au 30 septembre 2018, la participation directe et indirecte de Brookfield Asset Management, soit 185 727 567 parts de société en commandite et parts de société en commandite rachetables/échangeables, représentait environ 60 % d'Énergie Brookfield, compte tenu d'un échange intégral. La participation restante, soit environ 40 %, est détenue par des investisseurs publics.

Compte non tenu d'un échange intégral, Brookfield détenait, au 30 septembre 2018, une participation directe de société en commandite de 31 % dans Énergie Brookfield, une participation directe de 42 % dans BRELP découlant de la détention de parts de société en commandite rachetables/échangeables, et une participation directe de commandité de 1 % dans BRELP.

En décembre 2017, Énergie Brookfield a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant ses parts de société en commandite. Dans le cadre de cette offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Énergie Brookfield peut racheter jusqu'à 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 28 décembre 2018, ou plus tôt si Énergie Brookfield devait terminer ses rachats avant cette date. Il n'y a eu aucun rachat de parts de société en commandite au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018. Au cours de la période de neuf mois close le

30 septembre 2018, Énergie Brookfield a racheté 281 359 parts de société en commandite à un prix total de 8 millions $.

Distributions

Le tableau suivant présente la répartition des distributions :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Brookfield	27 $	27 $	82 $	75 $
Porteurs de parts de société en commandite externes	61	59	184	168
	88 $	86 $	266 $	243 $

En février 2018, les distributions aux porteurs de parts sont passées à 1,96 $ par part de société en commandite sur une base annualisée, soit une hausse de neuf cents par part de société en commandite, qui a pris effet pour la distribution versée en mars 2018.

12. GOODWILL

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du goodwill :

(EN MILLIONS)	Note	Total
Solde au 31 décembre 2017		901 $
Acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises	2	27
Transferts vers les actifs détenus en vue de la vente	3	(22)
Change		(1)
Solde au 30 septembre 2018		905 $

La répartition du prix d'acquisition de BioTherm (note 2 – Acquisitions) comprend un passif d'impôt différé de 35 millions $. Celui-ci s'explique par le fait que la base fiscale de l'actif net de BioTherm était considérablement inférieure à la juste valeur de celui-ci à la date d'acquisition. Selon l'IFRS 3, ce passif d'impôt différé est calculé conformément à l'IAS 12 et n'est pas évalué à sa juste valeur. Selon l'IAS 12, une provision doit être constituée pour toutes les différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs acquis autres que le goodwill découlant d'un regroupement d'entreprises et leur valeur fiscale nominale, qu'il en résulte ou non une augmentation (ou une diminution) de l'impôt exigible ou des flux de trésorerie liés à l'impôt. La juste valeur du passif d'impôt différé serait inférieure à sa valeur nominale, et Brookfield Renewable a établi que le goodwill découlant essentiellement de cette différence est de 27 millions $.

13. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES SELON LA MÉTHODE DE LA MISE EN ÉQUIVALENCE

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

			Valeur comptable aux	
(EN MILLIONS)	Établissement principal	Participation (%)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
FHH (Guernsey) Limited	Europe	25	238 $	245 $
TerraForm Power Inc.[1]	États-Unis, Canada, Europe	30	606	212
Bear Swamp Power Co. L.L.C.	États-Unis	50	184	173
Galera Centrais Eletricas S.A.	Brésil	50	23	28
Pingston Power Inc.	Canada	50	55	57
Brookfield Infrastructure Fund II Investees	États-Unis, Europe	14-50	5	6
			1 111 $	721 $

1) La juste valeur de la participation en fonction du prix du marché des actions au 30 septembre 2018 était de 723 millions $ (278 millions $ au 31 décembre 2017).

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

(EN MILLIONS)	Total
Au 31 décembre 2017	721 $
Placement dans TerraForm Power[1]	420
Quote-part du résultat net	12
Dividendes déclarés	(27)
Écart de conversion et autres	(15)
Au 30 septembre 2018	1 111 $

1) Le 11 juin 2018, Énergie Brookfield, de concert avec ses partenaires institutionnels, a acquis des actions additionnelles de TerraForm Power, ce qui fait passer la participation d'Énergie Brookfield de 16 % à 30 %.

14. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

La trésorerie et les équivalents de trésorerie d'Énergie Brookfield se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Trésorerie	202 $	790 $
Dépôts à court terme	111	9
	313 $	799 $

15. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions d'Énergie Brookfield se présentent comme suit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Activités	173 $	195 $
Obligations liées au crédit	77	85
Dépenses d'investissement et projets de développement	7	4
Total	257	284
Moins : non courante	(46)	(103)
Courante	211 $	181 $

16. CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES ACTIFS COURANTS

Les créances clients et autres actifs courants d'Énergie Brookfield se composent des éléments suivants :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Créances clients	339 $	360 $
Autres créances à court terme	110	82
Charges payées d'avance et créances diverses	120	112
	569 $	554 $

Énergie Brookfield reçoit un paiement mensuel provenant des produits tirés des CAÉ facturés et n'avait pas de créances clients en souffrance à la date de clôture. Les créances liées à des contrats conclus avec les clients sont comprises dans les créances clients. Aucun autre solde important d'actifs et de passifs sur contrat n'est lié aux produits tirés des contrats.

17. DETTES FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Les dettes fournisseurs et autres créditeurs d'Énergie Brookfield sont comme suit :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Charges d'exploitation à payer	251 $	271 $
Intérêts à payer sur des emprunts de la société et des filiales	103	64
Dettes fournisseurs	83	117
Contrepartie différée	29	35
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[1]	31	29
Divers	19	26
	516 $	542 $

1) 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.

18. 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 2091.

Le solde des coûts de développement liés à un projet hydroélectrique au Brésil d'une puissance totale de 19 MW et à un projet éolien en Europe d'une puissance totale de 19 MW devrait s'élever à 40 millions $. Les projets devraient entrer pleinement en exploitation entre 2018 et 2019.

Éventualités

Énergie Brookfield et ses filiales font l'objet d'actions en justice, d'arbitrages et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la direction est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière consolidée d'Énergie Brookfield ou sur ses résultats d'exploitation consolidés.

Énergie Brookfield, au nom de ses filiales, et les filiales elles-mêmes ont fourni des lettres de crédit qui comprennent, sans toutefois s'y limiter, des garanties relatives à des réserves pour le service de la dette, à des réserves au titre du capital, à l'achèvement des travaux de construction et au rendement. L'activité relative aux lettres de crédit émises par Énergie Brookfield est décrite à la note 8, « Dette à long terme et facilités de crédit ».

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 et Brookfield Infrastructure Fund III. 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 aux dates suivantes :

(EN MILLIONS)	30 sept. 2018	31 déc. 2017
Énergie Brookfield, de concert avec des investisseurs institutionnels	62 $	76 $
Filiales d'Énergie Brookfield	340	468
	402 $	544 $

Garanties

Dans le cours normal de leurs activités, Énergie Brookfield et ses filiales signent des conventions prévoyant l'indemnisation et des garanties à l'égard de tiers dans le cadre de transactions, notamment de cessions d'entreprises, de projets d'investissement, d'acquisitions d'entreprises, et de vente et d'achat d'actifs et de services. Énergie Brookfield a également convenu d'indemniser ses administrateurs et certains de ses dirigeants et employés. La nature de la quasi-totalité des promesses d'indemnisation empêche Énergie Brookfield de faire une estimation raisonnable du montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser à des tiers, car les conventions ne précisent pas toujours de montant maximal, et les montants dépendent de l'issue d'éventualités futures, dont la nature et la probabilité ne peuvent être déterminées à l'heure actuelle. Énergie Brookfield et ses filiales n'ont jamais versé de montant important aux termes de telles conventions d'indemnisation.

19. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

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

Brookfield Asset Management a consenti une facilité de crédit renouvelable de 400 millions $ non assortie d'une sûreté, qui vient à échéance en décembre 2018 et le taux d'intérêt applicable aux prélèvements correspond au TIOL, majoré jusqu'à concurrence de 2 %. Au 30 septembre 2018, une tranche de 272 millions $ avait été prélevée sur le montant total. Brookfield Asset Management avait également déposé un total de 200 millions $ auprès d'Énergie Brookfield au cours de l'exercice. Les montants déposés ont depuis été remboursés en totalité, de même que l'intérêt couru. La charge d'intérêts sur le dépôt et sur les emprunts effectués sur la facilité de crédit pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 a totalisé respectivement 2 millions $ et 7 millions $ (1 million $ et 2 millions $ en 2017). Après le 30 septembre 2018, l'encours de 272 millions $ sur la facilité de crédit renouvelable non assortie d'une sûreté et l'intérêt couru ont été remboursés à Brookfield Asset Management.

Le tableau suivant présente les conventions et transactions entre parties liées comptabilisées dans les comptes consolidés intermédiaires de résultat :

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(EN MILLIONS)	2018	2017	2018	2017
Produits				
Conventions d'achat et conventions relatives aux produits	101 $	132 $	375 $	458 $
Convention de nivellement de la production éolienne	2	3	6	6
	103 $	135 $	381 $	464 $
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(3) $	(1) $	(8) $	(6) $
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(18)	(18)
Services d'assurance	(6)	(4)	(19)	(14)
	(15) $	(11) $	(45) $	(38) $
Charge d'intérêts – emprunts	(2) $	(1) $	(7) $	(2) $
Coûts de service de gestion	(22) $	(21) $	(64) $	(58) $

20. 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[1]	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille[1, 2]	Autres filiales[1, 3]	Ajustements de consolidation[4]	Énergie Brookfield (consolidé)
Au 30 septembre 2018 :							
Actifs courants	33 $	411 $	1 883 $	507 $	3 767 $	(4 637) $	1 964 $
Actifs non courants	4 186	253	1	20 000	28 251	(24 714)	27 977
Passifs courants	40	7	179	3 663	2 815	(4 637)	2 067
Passifs non courants	-	-	1 698	840	12 638	(656)	14 520
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	6 046	-	6 046
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 489	-	-	2 489
Actions privilégiées	-	600	-	-	-	-	600
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	707	-	-	718	-	(718)	707
Au 31 décembre 2017 :							
Actifs courants	32 $	412 $	1 691 $	525 $	2 816 $	(3 810) $	1 666 $
Actifs non courants	4 483	262	-	20 142	29 508	(25 157)	29 238
Passifs courants	43	7	180	3 024	3 071	(3 811)	2 514
Passifs non courants	-	-	1 505	693	12 670	(760)	14 108
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	6 298	-	6 298
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans une filiale société de portefeuille – parts rachetables/échangeables détenues par Brookfield	-	-	-	2 843	-	-	2 843
Actions privilégiées	-	616	-	-	-	-	616
Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées	511	-	-	516	-	(516)	511

1) Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
2) Comprennent BRELP, BRP Bermuda Holdings I Limited, Brookfield BRP Holdings (Canada) Inc. et Brookfield BRP Europe Holdings Limited, collectivement les « entités de portefeuille ».
3) Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les Sociétés de portefeuille.
4) Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

(EN MILLIONS)	Énergie Brookfield[1]	Actions privilégiées ERB	Finco	Sociétés de portefeuille[1, 2]	Autres filiales[1, 3]	Ajustements de consoli-dation[4]	Énergie Brookfield (consolidé)
Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018 :							
Produits	- $	- $	- $	1 $	673 $	- $	674 $
Résultat net	(22)	-	-	(182)	205	16	17
Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 :							
Produits	- $	- $	- $	- $	608 $	- $	608 $
Résultat net	(16)	5	-	(118)	151	(54)	(32)
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018 :							
Produits	- $	- $	- $	2 $	2 200 $	- $	2 202 $
Résultat net	1	7	-	(172)	644	(338)	142
Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 :							
Produits	- $	- $	- $	- $	1 968 $	- $	1 968 $
Résultat net	27	6	-	(207)	521	(267)	80

1) Comprend les participations dans les filiales comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.
2) Comprennent les entités de portefeuille.
3) Comprennent des filiales d'Énergie Brookfield autres qu'Actions privilégiées ERB, Finco et les Sociétés de portefeuille.
4) Comprennent l'élimination des transactions et soldes intersociétés nécessaires afin de présenter Énergie Brookfield sur une base consolidée.

Se reporter à la note 8, « Dette à long terme et facilités de crédit », pour plus de détails concernant les émissions de billets à moyen terme par Finco. Se reporter à la note 9, « Participations ne donnant pas le contrôle », pour plus de détails concernant les actions privilégiées de catégorie A émises par Actions privilégiées ERB.

21. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 9 octobre 2018, Énergie Brookfield a acquis un portefeuille éolien en Irlande d'une puissance de 23 MW, pour une contrepartie totale de 22 millions £ (29 millions $). Le 25 octobre 2018, Énergie Brookfield a conclu un financement de 29 millions £ (37 millions $) en lien avec cette acquisition. L'emprunt porte intérêt à un taux de 3,55 % et vient à échéance en septembre 2036.

Le 30 octobre 2018, Énergie Brookfield a réalisé la vente à des tiers investisseurs d'une participation ne donnant pas le contrôle de 25 % dans un portefeuille de trois centrales hydroélectriques au Canada d'une puissance de 413 MW sous contrat, pour un produit d'environ 390 millions $ CA (300 millions $). Dans le cadre de cette transaction, Énergie Brookfield et Brookfield Asset Management ont modifié ou convenu de modifier certaines ententes entre parties liées et convenu de transférer certains contrats conclus avec des tiers en plus d'internaliser les activités de commercialisation d'énergie de Brookfield Asset Management en Amérique du Nord. Ces changements ont été apportés de façon à ne pas avoir d'effet sur la valeur à l'égard d'Énergie Brookfield et de Brookfield Asset Management. Les contrats modifiés, y compris les conventions d'achat d'électricité conclues avec des parties liées décrites à la note 27, *Transactions entre parties liées,* des états financiers consolidés audités de l'exercice 2017, se présentent comme suit :

Modifications apportées aux contrats de GLPL et FMP

Par le passé, Brookfield Asset Management assurait un prix garanti pour l'électricité générée par Great Lakes Power Limited (« GLPL ») et Fiducie Mississagi Power (« FMP »), sous réserve de tout ajustement imputable à l'inflation et autres facteurs.

Selon les contrats modifiés (« Modifications apportées aux contrats de GLPL et FMP »), qui entreront en vigueur le 30 octobre 2018, les modifications suivantes prendront effet :

- Brookfield Asset Management versera à Énergie Brookfield des prix moyens estimés de respectivement 100 $ CA par MWh et 127 $ CA par MWh pour l'électricité générée par GLPL et FMP, plutôt que les prix fixes de respectivement 86 $ CA par MWh et 106 $ CA par MWh stipulés dans les contrats entre parties liées et versés au cours de la période ultérieure;
- L'ajustement annuel en fonction de l'inflation est à un taux fixe de 3 %, plutôt qu'à des taux respectifs de 40 % et 20 % de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») pour GLPL et FMP pour l'exercice précédent;
- Le contrat prend fin le 1er décembre 2029. Énergie Brookfield aura l'option de prolonger l'engagement de Brookfield Asset Management à offrir un prix fixe de 60 $ CA par MWh à GLPL jusqu'en 2044.

Internalisation de la commercialisation de l'énergie

Énergie Brookfield et Brookfield Asset Management ont également conclu une entente visant à internaliser toutes les activités de commercialisation de l'énergie en Amérique du Nord au sein d'Énergie Brookfield, en vue d'éliminer le versement de frais de commercialisation à Brookfield Asset Management. Parmi les conventions d'achat d'électricité conclues avec des parties liées qui seront transférées à Énergie Brookfield, on retrouve celles conclues avec les centrales suivantes :

- Certaines centrales d'énergie dans les États du Maine et du New Hampshire détenues par Great Lakes Holding America;
- Énergie La Lièvre au Québec;
- Deux centrales de Hydro Pontiac Inc. au Québec.

En outre, certains contrats de swap de marchandises conclus avec Bear Swamp Power Co. LLC, partie liée d'Énergie Brookfield et propriétaire d'une centrale d'accumulation par pompage aux États-Unis, seront transférés à Énergie Brookfield. Ces contrats de swap garantissent un prix fixe de l'électricité en période de pointe et en période creuse pour exploiter la centrale d'accumulation par pompage et viennent à échéance en avril 2021.

Certaines conventions d'achat d'électricité conclues avec des tiers seront également transférées à Énergie Brookfield dans le cadre de l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie de Brookfield Asset Management en Amérique du Nord.

La fin de l'internalisation des activités de commercialisation de l'énergie est prévue pour le premier semestre de 2019, sous réserve du respect des conditions de clôture.

Modifications apportées à la convention relative aux produits tirés de l'électricité

Brookfield Asset Management et Énergie Brookfield ont convenu de modifier la convention relative aux produits tirés de l'électricité conclue entre Brookfield Power U.S. Holdings America Co. et Brookfield Asset Management en échange des modifications apportées aux contrats conclus avec GLPL et FMP et de l'internalisation de la commercialisation de l'énergie.

Selon la convention relative aux produits tirés de l'électricité, Brookfield Asset Management doit payer un prix préalablement convenu et assujetti à des ajustements en fonction de l'inflation et à d'autres modalités visant l'électricité générée par certaines centrales d'Énergie Brookfield aux États-Unis. En contrepartie des modifications apportées aux contrats conclus avec GLPL et FMP et de l'internalisation de la commercialisation de l'énergie, le prix garanti par Brookfield Asset Management sera réduit de 3 $ par MWh chaque année à partir de 2021 jusqu'en 2025, puis à nouveau de 5,27 $ par MWh en 2026. En outre, la durée de la convention relative aux produits tirés de l'électricité a été écourtée et cette dernière prendra fin en 2046.

Les administrateurs indépendants d'Énergie Brookfield ont examiné et approuvé chaque modification apportée aux contrats conclus avec GLPL et FMP, l'internalisation de la commercialisation de l'énergie et les modifications apportées à la convention relative aux produits tirés de l'électricité en tenant compte des conseils prodigués par des conseillers financiers et juridiques indépendants.

INFORMATION GÉNÉRALE

Bureau principal
73 Front Street
Fifth Floor
Hamilton, HM12
Bermudes
Téléphone : (441) 294-3304
Télécopieur : (441) 516-1988
https://bep.brookfield.com

Dirigeants de BRP Energy Group L.P., fournisseur de services de Brookfield Renewable Partners L.P.

Richard Legault
Président du conseil du groupe

Harry Goldgut
Président du conseil du groupe

Sachin Shah
Chef de la direction

Wyatt Hartley
Chef de la direction des finances

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres
Société de fiducie
Computershare du Canada
100 University Avenue
9th Floor
Toronto (Ontario) M5J 2Y1
Téléphone (sans frais) :
1-800-564-6253
Télécopieur (sans frais) :
1-888-453-0330
www.computershare.com

Administrateurs du commandité de Brookfield Renewable Partners L.P.
Jeffrey Blidner
Eleazar de Carvalho Filho
John Van Egmond
David Mann
Lou Maroun
Patricia Zuccotti
Lars Josefsson

Symboles boursiers
NYSE : BEP (parts de société en commandite)
TSX : BEP.UN (parts de société en commandite)
TSX : BEP.PR.E (parts de société en commandite privilégiées, série 5)
TSX : BEP.PR.G (parts de société en commandite privilégiées, série 7)
TSX : BEP.PR.I (parts de société en commandite privilégiées, série 9)
TSX : BEP.PR.K (parts de société en commandite privilégiées, série 11)
TSX : BEP.PR.M (parts de sociétés en commandite privilégiées, série 13)
TSX : BRF.PR.A (actions privilégiées, série 1)
TSX : BRF.PR.B (actions privilégiées, série 2)
TSX : BRF.PR.C (actions privilégiées, série 3)
TSX : BRF.PR.E (actions privilégiées, série 5)
TSX : BRF.PR.F (actions privilégiées, série 6)

Information pour les investisseurs
Pour en savoir plus sur Énergie Brookfield, visitez l'adresse https://bep.brookfield.com. Vous pouvez également consulter en ligne le rapport annuel et le formulaire 20-F de 2017. Pour obtenir des informations à jour et détaillées, visitez notre section « Nouvelles ».

Des renseignements financiers additionnels ont été transmis électroniquement à divers organismes de réglementation en valeurs mobilières aux États-Unis et au Canada par l'intermédiaire d'EDGAR, à l'adresse www.sec.gov, et par l'intermédiaire de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Les actionnaires peuvent acheminer leurs demandes de renseignements au service des Relations avec les investisseurs, en composant le (416) 369-2616 ou en écrivant à enquiries@brookfieldrenewable.com.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE : BEP
TSX : BEP.UN