

RAPPORT DE GESTION

Brookfield Renewable

Partners L.P.

POUR LES TRIMESTRES ET LES PÉRIODES DE NEUF MOIS CLOS
LES 30 SEPTEMBRE 2017 ET 2016

Brookfield

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 a été préparé en date du 1^{er} novembre 2017. 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 qu'Énergie Brookfield, sont appelées individuellement et collectivement « Brookfield » dans le présent rapport de gestion.

Les participations consolidées d'Énergie Brookfield comprennent les parts de société en commandite sans droit de vote cotées en Bourse (« 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 » ou par l'expression « par part ». 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\$ », « £ » et « COP » renvoient respectivement au dollar américain, au dollar canadien, à l'euro, au réal, à la livre sterling et au peso colombien. Sauf indication contraire, tous les montants en dollars sont libellés en dollars américains.

Une description de l'information sur l'exploitation et des informations sectorielles et 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 aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier » et « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ». 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 (<http://www.sec.gov/edgar.shtml>) et sur le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

Présentation du rapport de gestion

PARTIE 1 – Faits saillants du troisième trimestre de 2017

PARTIE 2 – Revue du rendement financier

Production et revue financière pour le trimestre clos le 30 septembre 2017
 Production et revue financière pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017
 Profil des contrats

PARTIE 3 – Situation de trésorerie et sources de financement

Structure du capital, liquidités disponibles et emprunts à long terme
 Tableaux consolidés des flux de trésorerie
 Actions et parts en circulation
 Dividendes et distributions
 Obligations contractuelles
 Accords hors état de la situation financière

PARTIE 4 – Informations financières supplémentaires

Immobilisations corporelles
 Transactions entre parties liées
 Capitaux propres

PARTIE 5 – Informations proportionnelles

3 Production et revue financière par secteur 30
 Dette à long terme et facilités de crédit 36

PARTIE 6 – Principales informations trimestrielles

5 Sommaire des résultats trimestriels historiques 37

PARTIE 7 – Estimations critiques, méthodes comptables et contrôles internes

12 38
 19 Événements postérieurs à la date de clôture 40

PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement

41

PARTIE 9 – Mise en garde

46

Énoncé concernant les énoncés prospectifs et les 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. Nous pouvons formuler de tels énoncés dans le présent rapport de gestion 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 de gestion, nous utilisons des mesures non conformes aux IFRS. Se reporter à la « PARTIE 9 – Mise en garde ». Le présent rapport de gestion, 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 <https://www.sec.gov/edgar.shtml>, et sur le site Web de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

PARTIE 1 – FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Information sur l'exploitation				
Puissance (MW)	12 740	10 676	12 740	10 676
Production totale (GWh)				
Production moyenne à long terme	9 098	9 092	30 136	28 663
Production réelle	9 370	7 522	31 472	25 343
Produits moyens (\$ par MWh)	65	74	63	73
Production au prorata (GWh)				
Production moyenne à long terme	5 053	5 068	17 221	16 623
Production réelle	5 198	4 395	18 078	15 488
Produits moyens (\$ par MWh)	70	74	67	71
Informations financières choisies				
Produits	608 \$	580 \$	1 968 \$	1 881 \$
Résultat net	(32)	(19)	80	41
BAIIA ajusté ¹	378	332	1 288	1 164
Fonds provenant des activités ¹	91	73	438	365
Fonds provenant des activités ajustés ¹	74	56	387	315
Résultat de base par part de société en commandite	(0,14)	(0,12)	0,04	(0,07)
Fonds provenant des activités par part ^{1, 2}	0,29	0,24	1,44	1,28
Distribution par part de société en commandite	0,47	0,45	1,40	1,34

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier », « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le nombre total moyen pondéré de parts de société en commandite, de parts de société en commandite rachetables/échangeables et de participation de commandite s'est établi à respectivement 311,8 millions et 303,5 millions (299,0 millions et 285,2 millions en 2016).

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept.	31 déc.
	2017	2016
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 953 \$	1 191 \$
Ratio d'endettement	37 %	38 %
Emprunts sans recours à l'égard d'Énergie Brookfield	81 %	78 %
Exposition aux dettes à taux variables	15 %	18 %
Emprunts de la société		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	6,6 ans	7,4 ans
Taux d'intérêt moyen	4,5 %	4,5 %
Emprunts des filiales		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	9,2 ans	9 ans
Taux d'intérêt moyen	6,1 %	6,4 %
Emprunts des filiales au prorata		
Durée moyenne jusqu'à l'échéance de la dette	9,9 ans	9,6 ans
Taux d'intérêt moyen	6,0 %	6,2 %

Résultats d'exploitation

La production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne de 9 102 GWh pour le trimestre a été supérieure à la moyenne à long terme de 9 098 GWh. Lorsqu'elle est regroupée avec celle de nos installations d'accumulation par pompage, de nos installations alimentées à la biomasse et de nos centrales de cogénération de 268 GWh, la production totale qui a atteint 9 370 GWh est supérieure à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, qui était de 7 522 GWh. La production au prorata s'est établie à 5 198 GWh en regard de 4 395 GWh pour la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse est attribuable au retour à un niveau comparable à la moyenne à long terme de la production de nos centrales hydroélectriques en Amérique du Nord et en Colombie.

Les produits se sont élevés à 608 millions \$, ce qui correspond à une augmentation de 28 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent attribuable à un retour à un niveau de production comparable à la moyenne à long terme en Amérique du Nord et en Colombie et à des prix vigoureux de l'électricité sur le marché libre obtenus par nos actifs au Brésil.

Les fonds provenant des activités se sont établis à 91 millions \$ (0,29 \$ par part) pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, comparativement à 73 millions \$ (0,24 \$ par part) pour la période correspondante de 2016.

La perte nette pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 s'est élevée à 32 millions \$ (0,14 \$ par part de société en commandite) contre une perte nette de 19 millions \$ (0,12 \$ par part de société en commandite) pour la période correspondante de 2016.

Croissance et développement

De concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons conclu les placements suivants :

- une participation de 25 % dans un portefeuille d'installations d'accumulation par pompage d'une puissance de 2,1 GW au Royaume-Uni (« First Hydro »). Énergie Brookfield conserve une participation d'environ 7 % dans ce portefeuille;
- une participation de 100 % dans un actif éolien d'une puissance de 16 MW en Irlande (« Shantavny ») récemment mis en service, dont la production moyenne à long terme annualisée est de 35 GWh. Énergie Brookfield conserve une participation d'environ 40 % dans cet actif.

Après la fin du trimestre, de concert avec nos partenaires institutionnels, nous avons réalisé l'acquisition que nous avons précédemment annoncée d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, Inc. (« TerraForm Power »), propriétaire d'un portefeuille de grande envergure et diversifié d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne situés principalement aux États-Unis, pour un placement net total de 656 millions \$. Le placement net total d'Énergie Brookfield s'élève à 203 millions \$, soit une participation d'environ 16 %.

Opérations sur capitaux propres

Nous avons conclu un placement visant les parts de société en commandite au prix de 42,15 \$ CA par part de société en commandite. Des parts de société en commandite ont été achetées par Brookfield Asset Management dans le cadre d'un placement privé simultané. Le produit brut total reçu s'est élevé à 550 millions \$ CA (422 millions \$).

Emprunts des filiales

Nous avons conclu le refinancement d'un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre, grâce à une obligation verte d'un montant de 475 millions \$. Le produit a été affecté au remboursement de la dette et au financement des initiatives de croissance futures.

Après la fin du trimestre, nous avons réalisé ce qui suit :

- un financement de 78 millions € (92 millions \$) associé à un portefeuille de parcs éoliens d'une puissance de 47 MW en Irlande;
- le dépôt d'un supplément de fixation du prix visant un refinancement de 305 millions \$ associé à un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 872 MW dans l'État de New York dont la clôture est prévue au cours du quatrième trimestre de 2017.

PARTIE 2 – REVUE DU RENDEMENT FINANCIER

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LE TRIMESTRE CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2017

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme en GWh pour les trimestres clos les 30 septembre :

PRODUCTION (GWh)	Variation des résultats						
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	2 285	1 604	2 178	2 178	107	(574)	681
Canada	1 333	1 071	1 223	1 215	110	(144)	262
	3 618	2 675	3 401	3 393	217	(718)	943
Colombie	3 653	2 554	3 571	3 571	82	(1 017)	1 099
Brésil	971	1 060	1 170	1 114	(199)	(54)	(89)
	8 242	6 289	8 142	8 078	100	(1 789)	1 953
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	216	228	271	271	(55)	(43)	(12)
Canada	173	143	238	238	(65)	(95)	30
	389	371	509	509	(120)	(138)	18
Europe	242	318	238	296	4	22	(76)
Brésil	229	200	209	209	20	(9)	29
	860	889	956	1 014	(96)	(125)	(29)
Accumulation	85	129	-	-	85	129	(44)
Divers	183	215	-	-	183	215	(32)
Totale	9 370	7 522	9 098	9 092	272	(1 570)	1 848

La production hydroélectrique est demeurée comparable à la moyenne à long terme. Les solides apports d'eau en Amérique du Nord et en Colombie, appuyés par notre capacité de puiser dans nos réservoirs d'eau, ont été légèrement neutralisés par l'intensification de la sécheresse.

La production à l'échelle de notre portefeuille éolien a augmenté en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. En Amérique du Nord, nos actifs canadiens détenus en propriété exclusive ont mieux fait par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'amélioration du régime des vents. Au Brésil, la production de notre portefeuille continue d'être supérieure à la production moyenne à long terme. Notre portefeuille en Europe a tiré avantage de la croissance du portefeuille, partiellement neutralisée par un régime des vents plus faible. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenait celle de 82 GWh du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017.

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités et les fonds provenant des activités ajustés, et présente un rapprochement de la perte nette pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Produits	608 \$	580 \$
Autres produits	7	23
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	6	4
Coûts d'exploitation directs	(243)	(275)
BAIIA ajusté ¹	378	332
Coûts de service de gestion	(21)	(16)
Charge d'intérêts – emprunts	(158)	(159)
Impôt exigible	(15)	(8)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(8)	(5)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(78)	(65)
Actions privilégiées	(7)	(6)
Fonds provenant des activités ¹	91	73
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	(17)	(17)
Fonds provenant des activités ajustés ¹	74	56
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	85	71
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	8	5
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées	17	17
Amortissement des immobilisations corporelles	(202)	(210)
Perte latente sur les instruments financiers	(14)	(4)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(2)	(3)
Recouvrement d'impôt différé	4	43
Divers	(2)	6
Perte nette	(32) \$	(19) \$

	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,25	1,30
€	0,85	0,90
R\$	3,16	3,25
£	0,76	0,76
COP	2 976	2 947

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

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

Les produits se sont élevés à 608 millions \$, ce qui correspond à une augmentation de 28 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production comparable à la moyenne à long terme s'est traduite par un apport de 20 millions \$ aux produits. Les prix vigoureux de l'électricité sur le marché libre au Brésil ont été neutralisés en partie par la faiblesse relative des prix de l'électricité réalisés en Amérique du Nord et en Colombie, pour un apport net de 28 millions \$ aux produits. Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, nos actifs hydroélectriques et de cogénération en Ontario ont été favorisés par un règlement à l'égard des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes des conventions d'achat d'électricité, lequel s'est traduit par un apport de 20 millions \$ aux produits.

Au prorata et compte non tenu de l'apport provenant du règlement susmentionné, la moyenne du total des produits moyens par MWh a diminué de 4 \$ par MWh, en raison surtout de la baisse des prix relatifs de l'électricité réalisés de notre portefeuille en Colombie.

Les autres produits d'un montant de 7 millions \$ représentent une diminution de 16 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent où nous avons pu compter sur des profits sur nos titres négociables.

Les coûts d'exploitation directs de 243 millions \$ représentent une diminution de 32 millions \$ principalement attribuable à la réduction des achats d'électricité en Colombie.

Les coûts de service de gestion totalisant 21 millions \$ représentent une augmentation de 5 millions \$ attribuable à la croissance de la valeur de capitalisation en raison de l'augmentation de la valeur marchande de nos parts de société en commandite et par suite des émissions de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées au cours des 12 derniers mois.

La charge d'intérêts de 158 millions \$ représente une baisse de 1 million \$ puisque la baisse de la charge d'intérêts en raison des soldes de dette amortissable moins élevés a été contrebalancée en partie par l'effet de change imputable à la dépréciation du dollar américain.

Les distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées d'un montant de 8 millions \$ représentent une augmentation de 3 millions \$, laquelle a été entraînée par l'émission de parts de société en commandite privilégiées au premier trimestre de 2017.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle totalisant 85 millions \$ a augmenté de 14 millions \$ en raison de la hausse des résultats des actifs en propriété non exclusive en Colombie et de notre portefeuille éolien au Brésil.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 91 millions \$, soit une augmentation de 18 millions \$ surtout attribuable au retour à un niveau comparable à la moyenne à long terme dans l'ensemble du portefeuille.

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. Se reporter à la note 5, « Informations sectorielles », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités.

HYDROÉLECTRICITÉ

Les tableaux suivants présentent les résultats de nos activités pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	2 178	1 223	3 401	3 571	1 170	8 142
Production (GWh) – réelle	2 285	1 333	3 618	3 653	971	8 242
Produits	160 \$	83 \$	243 \$	195 \$	71 \$	509 \$
BAIIA ajusté ¹	92	61	153	105	52	310
Fonds provenant des activités ¹	37 \$	45 \$	82 \$	13 \$	37 \$	132 \$
2016						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	2 178	1 215	3 393	3 571	1 114	8 078
Production (GWh) – réelle	1 604	1 071	2 675	2 554	1 060	6 289
Produits	142 \$	63 \$	205 \$	206 \$	60 \$	471 \$
BAIIA ajusté ¹	66	45	111	90	45	246
Fonds provenant des activités ¹	13 \$	28 \$	41 \$	12 \$	28 \$	81 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 3 618 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 3 401 GWh et une augmentation de 943 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production dans l'ensemble du portefeuille est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme, soit une amélioration par rapport à la sécheresse qui a sévi au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 243 millions \$ représentent une augmentation de 38 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des volumes plus élevés dans l'ensemble du portefeuille ont été en partie neutralisés par des prix réalisés relativement plus bas aux États-Unis.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 82 millions \$, soit une hausse de 41 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent principalement attribuable à la hausse des produits et au report au quatrième trimestre de 2017 de certains coûts d'exploitation directs.

Colombie

L'amélioration des conditions hydrologiques a permis au portefeuille de générer une production de 3 653 GWh, laquelle était supérieure à la moyenne à long terme de 3 571 GWh et représentait une augmentation de 1 099 GWh par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits se sont établis à 195 millions \$, soit une baisse de 11 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent imputable essentiellement aux prix relativement plus faibles de l'électricité qui ont été en partie annulés par la hausse de la production.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 13 millions \$, soit une hausse de 1 million \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse des produits a été plus que contrebalancée par les économies au titre des coûts opérationnels directs découlant de la diminution des achats de combustible et d'électricité.

Brésil

La production du portefeuille s'est élevée à 971 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme de 1 170 GWh et une diminution de 89 GWh en regard de celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production totale comprend l'apport de 21 GWh de la centrale d'une puissance de 25 MW mise en service au cours du premier trimestre de 2017.

Nous avons obtenu des prix plus élevés sur le marché libre pour notre production ne faisant pas l'objet d'un contrat, lesquels ont plus qu'annulé la diminution de la production, entraînant un apport net de 8 millions \$ aux produits.

À 37 millions \$, les fonds provenant des activités ont augmenté de 9 millions \$ par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de l'augmentation des produits.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les trimestres clos les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	271	238	509	238	209	956
Production (GWh) – réelle	216	173	389	242	229	860
Produits	25 \$	15 \$	40 \$	22 \$	24 \$	86 \$
BALIA ajusté ¹	17	11	28	11	22	61
Fonds provenant des activités ¹	6 \$	5 \$	11 \$	- \$	7 \$	18 \$
2016						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	271	238	509	296	209	1 014
Production (GWh) – réelle	228	143	371	318	200	889
Produits	26 \$	16 \$	42 \$	30 \$	11 \$	83 \$
BALIA ajusté ¹	17	12	29	16	10	55
Fonds provenant des activités ¹	6 \$	5 \$	11 \$	4 \$	3 \$	18 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

Le régime des vents a été inférieur à la moyenne à long terme dans l'ensemble du portefeuille en raison de la baisse des ressources éoliennes, malgré la plus grande disponibilité de nos installations. Au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production des centrales au Canada a été favorisée par un régime des vents plus fort. La production du portefeuille a atteint 389 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 509 GWh et une augmentation de 18 GWh par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les produits et les fonds provenant des activités se sont fixés respectivement à 40 millions \$ et 11 millions \$, ce qui est conforme au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Europe

Le régime des vents en Irlande a été plus faible que celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, mais supérieur à la moyenne à long terme. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenait un apport de 82 GWh découlant du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017. Au cours du trimestre, nous avons bénéficié de l'apport supplémentaire de 19 GWh découlant de la production pour un trimestre complet des installations mises en service en 2016 et 2017.

Les produits se sont élevés à 22 millions \$, ce qui correspond à une diminution de 8 millions \$ imputable principalement à l'installation éolienne d'une puissance de 137 MW vendue au cours du premier trimestre de 2017 qui avait ajouté 11 millions \$ aux produits et 3 millions \$ aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités ont été de néant, soit une diminution de 4 millions \$.

Brésil

La production a été supérieure à la moyenne à long terme et en hausse par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison du régime des vents plus fort dans l'ensemble du portefeuille.

Les produits totalisant 24 millions \$ affichent une hausse de 13 millions \$ attribuable principalement à l'augmentation de la production et à la hausse des prix de l'électricité réalisés, notre portefeuille ayant tiré

parti d'un mécanisme d'enchère sur le marché de l'électricité du Brésil pour obtenir des contrats à meilleur prix pour le reste de l'exercice considéré.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 7 millions \$, soit une hausse de 4 millions \$, l'augmentation des produits ayant été en partie contrebalancée par les résultats en trésorerie attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle.

ACCUMULATION ET DIVERS

Par suite du placement dans First Hydro, et alors que nous poursuivons l'expansion de nos activités d'accumulation, le secteur accumulation sera présenté de façon distincte puisque les services auxiliaires, et non la production, constituent la source principale de ses produits. Le secteur accumulation comprendra dorénavant l'installation d'accumulation par pompage en Amérique du Nord, auparavant comprise dans le secteur hydroélectrique. Se reporter à la « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement – Mesure du rendement ».

Le rendement de nos installations d'accumulation par pompage et de nos installations alimentées à la biomasse a été conforme aux attentes et ces installations ont fourni un apport cumulé de 6 millions \$ aux fonds provenant des activités, soit une augmentation de 2 millions \$ par rapport à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant des activités comprennent l'apport pendant une période complète de notre installation alimentée à la biomasse récemment mise en service, soit 1 million \$.

Au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, nos actifs de cogénération en Ontario ont été favorisés par un règlement à l'égard des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité, lequel s'était traduit par un apport de 18 millions \$ aux produits et aux fonds provenant des activités.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE POUR LA PÉRIODE DE NEUF MOIS CLOSE LE 30 SEPTEMBRE 2017

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

PRODUCTION (GWh)					Variation des résultats		
	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	9 258	7 523	9 057	8 707	201	(1 184)	1 735
Canada	4 570	4 149	3 959	3 956	611	193	421
	13 828	11 672	13 016	12 663	812	(991)	2 156
Colombie	11 217	6 966	10 588	9 333	629	(2 367)	4 251
Brésil	3 089	3 168	3 468	3 455	(379)	(287)	(79)
	28 134	21 806	27 072	25 451	1 062	(3 645)	6 328
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	670	732	894	894	(224)	(162)	(62)
Canada	766	649	854	854	(88)	(205)	117
	1 436	1 381	1 748	1 748	(312)	(367)	55
Europe	914	1 067	925	1 073	(11)	(6)	(153)
Brésil	491	462	391	391	100	71	29
	2 841	2 910	3 064	3 212	(223)	(302)	(69)
Accumulation	200	322	-	-	200	322	(122)
Divers	297	305	-	-	297	305	(8)
Totale	31 472	25 343	30 136	28 663	1 336	(3 320)	6 129

Le portefeuille hydroélectrique a continué de tirer parti de l'amélioration des conditions hydrologiques, ce qui s'est traduit par un retour à un niveau comparable à la moyenne à long terme. En Amérique du Nord et en Colombie, nous avons bénéficié de conditions hydrologiques supérieures à la moyenne à long terme. Les conditions plus sèches ont entraîné une diminution des volumes au Brésil. La production du portefeuille a été de 28 134 GWh, l'apport découlant de la croissance du portefeuille s'étant élevé à 1 744 GWh.

Le rendement du portefeuille éolien est demeuré conforme à celui de la période correspondante de l'exercice précédent. En Amérique du Nord et au Brésil, nous avons tiré parti d'un régime des vents plus fort par rapport à celui de la période correspondante de l'exercice précédent. En Europe, le rendement du portefeuille a été conforme à la moyenne à long terme. La variation négative par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent découle essentiellement de la vente du portefeuille éolien d'une puissance de 137 MW au premier trimestre de 2017 dont l'apport avait été de 180 GWh au troisième trimestre de 2016. L'apport de la croissance du portefeuille s'est élevé à 43 GWh.

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 les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016
Produits	1 968 \$	1 881 \$
Autres produits	25	55
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	11	8
Coûts d'exploitation directs	(716)	(780)
BAIIA ajusté ¹	1 288	1 164
Coûts de service de gestion	(58)	(46)
Charge d'intérêts – emprunts	(477)	(447)
Impôt exigible	(27)	(20)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	(21)	(11)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle		
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(248)	(256)
Actions privilégiées	(19)	(19)
Fonds provenant des activités ¹	438	365
Dépenses d'investissement de maintien ajustées ²	(51)	(50)
Fonds provenant des activités ajustés ¹	387	315
Ajouter : composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle	267	275
Ajouter : distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	21	11
Ajouter : dépenses d'investissement de maintien ajustées	51	50
Amortissement des immobilisations corporelles	(600)	(593)
Perte latente sur les instruments financiers	(40)	(6)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(8)	(7)
(Charge) recouvrement d'impôt différé	(17)	2
Divers	19	(6)
Résultat net	80 \$	41 \$
	Taux de change moyen de conversion en \$ US	
\$ CA	1,31	1,32
€	0,90	0,90
R\$	3,17	3,55
£	0,78	0,72
COP	2 939	3 058

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

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

Les produits totalisant 1 968 millions \$ représentent une augmentation de 87 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les prix réalisés relativement plus bas dans l'ensemble des portefeuilles hydroélectriques aux États-Unis et en Colombie ont été en partie annulés par une hausse de la production à l'échelle de notre portefeuille hydroélectrique et l'augmentation des prix du marché au comptant obtenus pour la production ne faisant pas l'objet d'un contrat au Brésil, ce qui s'est traduit par une incidence nette de 20 millions \$ sur les produits.

L'apport pendant une période complète attribuable à la croissance récente du portefeuille a ajouté 100 millions \$ aux produits. La période correspondante de l'exercice précédent comprenait des produits de 19 millions \$ liés à l'installation éolienne en Irlande cédée au cours du premier trimestre de 2017.

La dépréciation du dollar américain a entraîné une augmentation des produits de 46 millions \$ et s'est répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, pour se traduire par un apport net de 9 millions \$ aux fonds provenant des activités. Les autres produits ont reculé principalement en raison du profit

de 22 millions \$ réalisé au règlement de contrats de couverture de change à la période correspondante de l'exercice précédent.

Au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, nos actifs hydroélectriques et de cogénération en Ontario ont été favorisés par un règlement à l'égard des indexations des prix pour l'électricité vendue aux termes des conventions d'achat d'électricité, lequel s'est traduit par un apport de 20 millions \$ aux produits.

Les coûts d'exploitation directs se sont fixés à 716 millions \$, soit une diminution de 64 millions \$. La diminution est principalement attribuable à la réduction des achats d'électricité en Colombie et au recouvrement d'impôts fonciers payés en trop au cours des exercices précédents de l'une de nos centrales hydroélectriques au Canada. Les coûts d'exploitation directs supplémentaires de 39 millions \$ découlent de l'incidence pendant une période complète de la croissance de notre portefeuille.

Les coûts de service de gestion totalisant 58 millions \$ représentent une augmentation de 12 millions \$ attribuable surtout à la croissance de la valeur de capitalisation en raison de l'augmentation de la valeur marchande de nos parts de société en commandite et par suite des émissions de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées au cours des 12 derniers mois.

La charge d'intérêts de 477 millions \$ représente une augmentation de 30 millions \$ qui a été entraînée par la croissance de notre portefeuille à hauteur de 23 millions \$. Le reste de l'augmentation est attribuable aux refinancements liés à des projets.

Les distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées d'un montant de 21 millions \$ représentent une augmentation de 10 millions \$ entraînée par l'émission de parts de société en commandite privilégiées au cours de l'exercice considéré et en mai 2016.

La composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle totalisant 267 millions \$ a diminué de 8 millions \$ en raison surtout de la diminution des fonds provenant des activités des actifs en propriété non exclusive.

Les fonds provenant des activités se sont établis à 438 millions \$ (1,44 \$ par part) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à 365 millions \$ (1,16 \$ par part) pour la période correspondante de 2016.

RÉSULTATS SECTORIELS

HYDROÉLECTRICITÉ

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités hydroélectriques pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)						
2017						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	9 057	3 959	13 016	10 588	3 468	27 072
Production (GWh) – réelle	9 258	4 570	13 828	11 217	3 089	28 134
Produits	600 \$	282 \$	882 \$	583 \$	211 \$	1 676 \$
BAIIA ajusté ¹	399	230	629	305	161	1 095
Fonds provenant des activités ¹	206 \$	180 \$	386 \$	38 \$	115 \$	539 \$
2016						
Amérique du Nord						
	États-Unis	Canada	Total	Colombie	Brésil	Total
Production (GWh) – MLT	8 707	3 956	12 663	9 333	3 455	25 451
Production (GWh) – réelle	7 523	4 149	11 672	6 966	3 168	21 806
Produits	559 \$	248 \$	807 \$	601 \$	158 \$	1 566 \$
BAIIA ajusté ¹	349	216	565	272	116	953
Fonds provenant des activités ¹	153 \$	167 \$	320 \$	33 \$	71 \$	424 \$

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a atteint 13 828 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 13 016 GWh et une augmentation de 2 156 GWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production pour l'ensemble du portefeuille est revenue à un niveau comparable à la moyenne à long terme en raison de l'amélioration des conditions hydrologiques. La production totale comprend l'apport supplémentaire de 399 GWh de la production pendant une période complète de notre portefeuille de 296 MW en Pennsylvanie acquis au deuxième trimestre de 2016.

Les produits se sont élevés à 882 millions \$, ce qui équivaut à une hausse de 75 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. La hausse des volumes a été neutralisée en partie par des prix réalisés relativement plus bas, ce qui s'est traduit par un apport net de 57 millions \$ aux produits. Le total des produits comporte l'apport supplémentaire de 18 millions \$ attribuable à la croissance du portefeuille.

À la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons bénéficié de profits de 22 millions \$, comptabilisés dans les autres produits, grâce à notre programme de couverture de change en cours.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 386 millions \$, soit une hausse de 66 millions \$ attribuable essentiellement à l'augmentation des produits, au report au quatrième trimestre de 2017 de certains coûts d'exploitation directs et au recouvrement d'impôts fonciers payés en trop au cours des exercices précédents totalisant 8 millions \$ de l'une de nos centrales hydroélectriques au Canada.

Colombie

L'amélioration des conditions hydrologiques se poursuit pour notre portefeuille et elle s'est traduite par une production de 11 217 GWh, soit une production supérieure à la moyenne à long terme de 10 588 GWh, représentant une hausse de 4 251 GWh en regard de la production de la période correspondante de l'exercice précédent durant laquelle la sécheresse a sévi. La production supplémentaire associée à l'apport pendant une période complète s'est élevée à 1 272 GWh.

Les produits se sont élevés à 583 millions \$, soit une diminution de 18 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Les volumes produits comparables à la moyenne à long terme et

l'apport pendant une période complète de la croissance ont été contrebalancés par une baisse des prix de l'électricité sur le marché libre, ce qui a eu une incidence nette de 39 millions \$ sur les produits.

La dépréciation du dollar américain par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent a entraîné une augmentation des produits de 21 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, l'impôt exigible et la composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle, pour se traduire par un apport net de 1 million \$ aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 38 millions \$, soit une hausse de 5 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, l'incidence des prix réalisés relativement plus bas ayant été neutralisée pleinement par les économies obtenues sur les achats d'électricité et de combustible.

Brésil

La production du portefeuille a atteint 3 089 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 3 468 GWh et une diminution de 79 GWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production totale comprend l'apport de 73 GWh de la centrale d'une puissance de 25 MW mise en service au premier trimestre de 2017.

Les produits totalisant 211 millions \$ représentent une augmentation de 53 millions \$ par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. Le portefeuille a profité de prix au comptant relativement plus élevés tirés de la production ne faisant pas l'objet d'un contrat qui ont été contrebalancés en partie par la baisse de la production, ce qui s'est traduit par un apport net de 31 millions \$ aux produits. Le total des produits comporte un apport de 5 millions \$ de la centrale d'une puissance de 25 MW mise en service récemment.

La dépréciation du dollar américain a entraîné une augmentation des produits de 17 millions \$, mais s'est également répercutée sur les coûts d'exploitation et d'emprunt, pour se traduire par un apport net de 6 millions \$ aux fonds provenant des activités.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 115 millions \$, soit une augmentation de 44 millions \$.

ÉNERGIE ÉOLIENNE

Le tableau suivant présente les résultats de nos activités de production d'énergie éolienne pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)							2017
Amérique du Nord							
	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil	Total	
Production (GWh) – MLT	894	854	1 748	925	391	3 064	
Production (GWh) – réelle	670	766	1 436	914	491	2 841	
Produits	73 \$	70 \$	143 \$	80 \$	44 \$	267 \$	
BAIIA ajusté ¹	49	57	106	48	40	194	
Fonds provenant des activités ¹	14 \$	38 \$	52 \$	9 \$	11 \$	72 \$	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)							2016
Amérique du Nord							
	États-Unis	Canada	Total	Europe	Brésil	Total	
Production (GWh) – MLT	894	854	1 748	1 073	391	3 212	
Production (GWh) – réelle	732	649	1 381	1 067	462	2 910	
Produits	86 \$	68 \$	154 \$	101 \$	24 \$	279 \$	
BAIIA ajusté ¹	60	55	115	61	21	197	
Fonds provenant des activités ¹	20 \$	35 \$	55 \$	15 \$	4 \$	74 \$	

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Amérique du Nord

La production du portefeuille a été de 1 436 GWh, soit une production inférieure à la moyenne à long terme qui s'est établie à 1 748 GWh et une augmentation de 55 GWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production continue d'être inférieure à la moyenne à long terme, malgré la grande disponibilité de nos installations, surtout en raison de la baisse des ressources éoliennes. Pour la période correspondante de l'exercice précédent, la production des installations au Canada s'est accrue du fait d'un régime des vents plus fort.

Les produits se sont élevés à 143 millions \$, en baisse de 11 millions \$. Le portefeuille a subi l'incidence d'une diminution de la production aux États-Unis alors que pour la période correspondante de l'exercice précédent, nous avons tiré un produit de 6 millions \$ d'un accord conclu avec des installations éoliennes avoisinantes relativement aux conséquences entraînées par le sillage en Californie.

Les fonds provenant des activités ont totalisé 52 millions \$, soit une diminution de 3 millions \$, car l'incidence de la baisse des produits aux États-Unis sur les fonds provenant des activités a été atténuée par notre quote-part dans le portefeuille.

Europe

La production du portefeuille a atteint 914 GWh, soit une production conforme à la moyenne à long terme, qui s'est établie à 925 GWh, et une diminution de 153 GWh par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent. La production totale comprend un apport supplémentaire de 43 GWh découlant de la production pour un trimestre complet des installations mises en service au cours des 12 derniers mois. La production de la période correspondante de l'exercice précédent comprenait celle de 180 GWh du portefeuille éolien de 137 MW en Irlande qui a été vendu au cours du premier trimestre de 2017.

Les produits totalisant 80 millions \$ affichent une baisse de 21 millions \$. La diminution de la production et les prix réalisés sur le marché libre plus bas pour nos volumes ne faisant pas l'objet d'un contrat ont eu une incidence de 6 millions \$ sur les produits. L'installation éolienne de 137 MW vendue au cours du premier trimestre de 2017 avait contribué aux produits à hauteur de 19 millions \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le total des produits comprend l'apport supplémentaire de 4 millions \$ provenant des installations récemment mises en service.

Les fonds provenant des activités se sont fixés à 9 millions \$, soit une diminution de 6 millions \$ imputable principalement à la diminution des produits.

Brésil

À 491 GWh, la production du portefeuille est supérieure à la moyenne à long terme de 391 GWh, ainsi qu'à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

Les produits totalisant 44 millions \$ affichent une augmentation de 20 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, attribuable principalement à la hausse des prix de l'électricité réalisés, notre portefeuille ayant tiré parti d'un mécanisme d'enchère sur le marché de l'électricité du Brésil pour obtenir des contrats à meilleur prix pour l'exercice.

Les fonds provenant des activités se sont élevés à 11 millions \$, soit une hausse de 7 millions \$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui représente notre quote-part de la hausse des produits.

PROFIL DES CONTRATS

Règle générale, nous avons recours à des contrats pour exploiter l'entreprise afin d'assurer un degré élevé de prévisibilité des fonds provenant des activités. Nous conservons une vision à long terme, à savoir que le prix de l'électricité et la demande d'électricité produite à partir de sources renouvelables augmenteront en raison de la prise de conscience croissante relativement aux changements climatiques, des exigences découlant de la législation dans certaines régions visant à délaissier la production d'énergie à partir de combustible fossile, et que la production à partir de 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 et en Europe, 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.

POUR LES EXERCICES CLOS LES 31 DÉCEMBRE	Reste de 2017	2018	2019	2020	2021
Production (GWh)					
Production visée par contrat ¹					
Hydroélectricité					
Amérique du Nord					
États-Unis ²	1 826	6 963	6 920	6 306	6 098
Canada	1 192	5 051	5 051	3 584	3 091
	3 018	12 014	11 971	9 890	9 189
Énergie éolienne					
Amérique du Nord					
États-Unis	96	511	511	511	511
Canada	343	1 197	1 197	1 197	1 197
	439	1 708	1 708	1 708	1 708
Europe	134	458	458	404	398
	573	2 166	2 166	2 112	2 106
Production visée par contrat au prorata	3 591	14 180	14 137	12 002	11 295
Production non visée par contrat au prorata	240	1 535	1 578	3 713	4 420
Moyenne à long terme au prorata ³	3 831	15 715	15 715	15 715	15 715
Participations ne donnant pas le contrôle	1 418	5 766	5 766	5 766	5 766
Moyenne à long terme totale	5 249	21 481	21 481	21 481	21 481
Production visée par contrat – au 30 septembre 2017					
% de la production totale au prorata	94 %	90 %	90 %	76 %	72 %
Prix par MWh – production totale au prorata	71 \$	75 \$	76 \$	80 \$	82 \$

¹⁾ Les actifs en cours de construction sont compris lorsque les détails au sujet de la tarification et de la moyenne à long terme sont disponibles et que la date de début des activités commerciales est précisée dans un contrat de construction définitif. Pour les exercices 2018 à 2021, au prorata, l'apport des actifs en cours de construction qui répondent aux conditions précitées est de 38 GWh.

²⁾ Comprend la production de 297 GWh pour 2017, de 657 GWh pour 2018 et de 614 GWh pour 2019 garantie par des contrats financiers.

³⁾ La moyenne à long terme au prorata comprend les actifs en propriété exclusive et notre quote-part des actifs que nous gérons.

La durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée du portefeuille hydroélectrique en Amérique du Nord s'élève à 21 ans (au prorata). Au cours des cinq prochaines années, les contrats de trois centrales hydroélectriques viendront à échéance, soit un en 2020 d'une moyenne annuelle à long terme de 1 467 GWh (au prorata) et deux en 2021 d'une production annuelle combinée de 850 GWh (au prorata). En général, 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 8 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 9 ans (au prorata).

La majorité des contrats d'achat d'électricité à long terme d'Énergie Brookfield pour 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 (46 %), d'organismes publics d'électricité (19 %), de sociétés de distribution (18 %) et d'utilisateurs industriels (17 %).

PARTIE 3 – 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 le total de la structure du capital et le ratio d'endettement à la valeur comptable :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Facilités de crédit ¹	259 \$	673 \$
Emprunts de la société mère ²	1 678	1 556
Emprunts des filiales ³	8 059	7 953
Dette à long terme	9 996	10 182
Passifs d'impôt différé, déduction faite des actifs d'impôt différé	3 744	3 652
Capitaux propres	12 987	12 672
Total de la structure du capital	26 727 \$	26 506 \$
Ratio d'endettement	37 %	38 %

¹ Comprennent un montant de 188 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non assorties d'une sûreté de la société mère, mais garanties par Énergie Brookfield, et un montant de 71 millions \$ emprunté aux termes d'une facilité de crédit mise à la disposition d'un fonds privé auquel participe Brookfield.

² Les montants ne sont pas assortis d'une sûreté, mais sont garantis par Énergie Brookfield.

³ Sans recours, garantis par des actifs précis de certaines filiales d'Énergie Brookfield.

Les prélèvements effectués sur la facilité de crédit ont diminué de 414 millions \$ depuis le 31 décembre 2016, pour s'établir à 259 millions de dollars. La diminution est principalement attribuable aux remboursements effectués grâce au produit net tiré des émissions de parts de société en commandite privilégiées et de parts de société en commandite en 2017.

Le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a entraîné une augmentation de 122 millions \$ des emprunts de la société mère depuis le 31 décembre 2016.

Liquidités disponibles

Le tableau qui suit résume les liquidités disponibles :

(EN MILLIONS)	À la date du rapport ¹	30 sept. 2017 ²	31 déc. 2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie consolidés	143 \$	143 \$	223 \$
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	(65)	(65)	(135)
Trésorerie et équivalents de trésorerie attribuables à Énergie Brookfield	78	78	88
Titres disponibles à la vente	114	172	136
Facilités de crédit			
Facilités de crédit autorisées	2 090	2 090	1 890
Prélèvements effectués sur des facilités de crédit	(433)	(188)	(673)
Lettres de crédit émises	(199)	(199)	(250)
Tranche non utilisée des facilités de crédit	1 458	1 703	967
Liquidités disponibles	1 650 \$	1 953 \$	1 191 \$

¹ Reflètent la réalisation de l'acquisition de TerraForm Power qui est survenue après la fin du trimestre ainsi que le remboursement d'un montant de 71 millions \$ emprunté aux termes d'une facilité de crédit mise à la disposition d'un fonds privé dont Brookfield est partie.

² Les prélèvements comprennent un montant de 188 millions \$ emprunté aux termes de facilités de crédit non assorties d'une sûreté de la société mère, garanties par Énergie Brookfield. Excluent un montant de 71 millions \$ emprunté aux termes de la facilité de crédit.

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 liquidité sont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, nos facilités de crédit, le financement des emprunts des filiales et le produit tiré de l'émission de divers titres sur les marchés.

Facilités de crédit et emprunts des filiales

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les activités de financement suivantes ont été menées :

- Prolongation d'un an, jusqu'en juin 2022, de l'échéance des facilités de crédit de la société mère d'un montant de 1,6 milliard \$
- Augmentation de 200 millions \$ de la facilité de crédit renouvelable non garantie consentie par Brookfield Asset Management, pour la faire passer à 400 millions \$
- Refinancement d'un montant de 65 millions \$ associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 44 MW en Nouvelle-Angleterre
- Financement d'un montant de 60 millions \$ lié à une centrale hydroélectrique d'une puissance de 417 MW en Pennsylvanie
- Refinancement d'un montant de 55 millions \$ CA (43 millions \$) associé à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 17 MW au Québec
- Refinancement d'un montant de 11 millions \$ lié à un actif éolien d'une puissance de 11 MW en Arizona
- Refinancement d'une dette de 350 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre, grâce à l'émission d'une obligation verte capitalisée à l'échéance, sur 15 ans, d'un montant de 475 millions \$ et d'une lettre de facilité de crédit d'un montant de 25 millions \$ d'une durée de 4 ans

Après la fin du trimestre, nous avons réalisé ce qui suit :

- Financement de 78 millions € (92 millions \$) associé à un portefeuille de parcs éoliens de 47 MW en Irlande
- Dépôt d'un supplément de fixation du prix visant un refinancement de 305 millions \$ associé à un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 872 MW dans l'État de New York, dont la clôture est prévue au cours du quatrième trimestre de 2017

Le tableau suivant présente un sommaire de nos remboursements de capital non actualisés et des intérêts à payer au 30 septembre 2017 :

(EN MILLIONS)	Reste de 2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société et facilités de crédit	71	160	-	361	188	1 163	1 943 \$
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité	390	202	369	1 016	828	3 666	6 471
Énergie éolienne	62	102	107	114	115	1 114	1 614
Divers	1	3	2	2	2	31	41
	524	467	478	1 493	1 133	5 974	10 069
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2	6	5	6	6	411	436
							10 505 \$

Les emprunts des filiales venant à échéance en 2017 devraient être refinancés ou remboursés à l'échéance ou par anticipation. Conformément à notre stratégie de financement, nous prévoyons obtenir un prêt capitalisé à l'échéance à taux fixe et à long terme qui devrait accroître la durée moyenne de notre

portefeuille d'emprunts liés aux projets et réduire son taux d'intérêt moyen. Parmi les remboursements effectués en 2017, on compte un montant de 305 millions \$ associé aux actifs en exploitation compris dans notre portefeuille hydroélectrique dans l'État de New York, le reste représentant l'amortissement dans le cours normal des activités.

Après la fin du trimestre, nous avons déposé un supplément de fixation du prix visant le refinancement de 305 millions \$ garanti par notre portefeuille hydroélectrique dans l'État de New York. L'emprunt entrera en vigueur au moment même où la dette existante viendra à échéance en décembre 2017. Par conséquent, le refinancement de montants importants venant à échéance en 2017 est pratiquement terminé. Nous avons réussi, conformément à notre stratégie de financement, à obtenir pour tout l'exercice 2017 un prêt capitalisé à l'échéance à taux fixe et à long terme qui accroît la durée moyenne de notre portefeuille d'emprunts liés aux projets et réduit son taux d'intérêt à long terme moyen.

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 2021 à des conditions acceptables soulève de problèmes majeurs et négocierons en tirant parti du contexte de taux d'intérêt en vigueur.

Le profil global relatif aux échéances et aux taux d'intérêt moyens de nos emprunts et facilités de crédit se présente comme suit :

	Durée moyenne (années)		Taux d'intérêt moyen (%)	
	30 sept. 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Emprunts de la société	6,6	7,4	4,5	4,5
Facilités de crédit	4,8	4,5	2,5	1,9
Emprunts des filiales	9,2	9,0	6,1	6,4

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 :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 sept.		Périodes de neuf mois closes les 30 sept.	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie liés aux éléments suivants :				
Activités d'exploitation	204 \$	170 \$	746 \$	534 \$
Activités de financement	138	(83)	(402)	2 661
Activités d'investissement	(379)	(67)	(430)	(3 052)
Profit de change sur la trésorerie	6	2	6	26
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(31) \$	22 \$	(80) \$	169 \$

Au 30 septembre 2017, la trésorerie et les équivalents de trésorerie s'élevaient à 143 millions \$, ce qui représente une baisse de 80 millions \$ depuis le 31 décembre 2016.

Activités d'exploitation

Pour le troisième trimestre de 2017, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 204 millions \$, ce qui constitue une augmentation de 34 millions \$ sur 12 mois attribuable principalement à la hausse des fonds provenant des activités et à la variation des soldes du fonds de roulement.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 746 millions \$, ce qui équivaut à une augmentation de 212 millions \$ sur

12 mois découlant essentiellement de la variation des soldes du fonds de roulement et de la hausse des fonds provenant des activités.

Activités de financement

Pour le troisième trimestre de 2017, les flux de trésorerie provenant des activités de financement se sont élevés à 138 millions \$. L'émission de parts de société en commandite a généré un produit net de 411 millions \$. Un montant de 500 millions \$ a été comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts et un montant de 709 millions \$, dans le poste Dette à long terme – remboursements. Les remboursements, montant net, de 209 millions \$ sont principalement liés au produit net tiré de l'émission de parts de société en commandite qui a été affecté en réduction de nos facilités de crédit et au produit tiré du financement additionnel obtenu au moyen d'une obligation verte de 475 millions \$ associée à un portefeuille hydroélectrique d'une puissance de 360 MW en Nouvelle-Angleterre. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 232 millions \$ sont attribuables principalement au placement dans First Hydro et à l'acquisition de Shantavny.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 151 millions \$ (136 millions \$ en 2016). 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 145 millions \$ (42 millions \$ en 2016).

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement se sont élevés à 402 millions \$. L'émission de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées a généré un produit net de 598 millions \$. Un montant de 799 millions \$ a été comptabilisé dans le poste Dette à long terme – emprunts et un montant de 1 171 millions \$, dans le poste Dette à long terme – remboursements. Les remboursements, montant net, de 372 millions \$ sont principalement liés au produit net tiré des émissions de parts de société en commandite et de parts de société en commandite privilégiées qui a été affecté en réduction de nos facilités de crédit. Les apports en capital des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation de 281 millions \$ sont attribuables principalement au placement dans First Hydro et à l'acquisition de Shantavny.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les distributions versées aux porteurs de parts d'Énergie Brookfield ou de BRELP se sont élevées à 440 millions \$ (386 millions \$ en 2016). Nous avons haussé nos distributions pour les porter à 1,87 \$ par part de société en commandite, soit une hausse de 9 cents par part de société en commandite à partir du premier trimestre de 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 428 millions \$ (100 millions \$ en 2016).

Activités d'investissement

Pour le troisième trimestre de 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 379 millions \$. Notre placement dans First Hydro et notre acquisition de Shantavny se sont élevés à 280 millions \$. Nos investissements dans le développement et la construction d'actifs de production d'électricité ont atteint 67 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 39 millions \$. Le produit net tiré des titres disponibles à la vente s'est établi à 9 millions \$.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont établis à 430 millions \$. Notre placement dans First Hydro et notre acquisition de Shantavny se sont élevés à 280 millions \$. Nos investissements dans le développement d'actifs de

production d'électricité ont atteint 156 millions \$ et les dépenses d'investissement de maintien, 90 millions \$. Notre placement dans les titres disponibles à la vente s'est établi à 30 millions \$. Le produit net découlant de la vente d'installations éoliennes en Irlande d'une puissance de 137 MW s'est élevé à 150 millions \$.

ACTIONS ET PARTS EN CIRCULATION

Les actions et les parts en circulation sont comme suit :

	30 sept. 2017	31 déc. 2016
Actions privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	31 035 967	33 921 463
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	-	(2 885 496)
Solde à la fin de la période / de l'exercice	31 035 967	31 035 967
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A		
Solde au début de l'exercice	17 885 496	7 000 000
Émission de parts de société en commandite privilégiées	10 000 000	8 000 000
Actions privilégiées échangées contre des parts de société en commandite privilégiées	-	2 885 496
Solde à la fin de la période / de l'exercice	27 885 496	17 885 496
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	166 839 324	143 188 170
Émission de parts de société en commandite	13 247 000	23 352 208
Régime de réinvestissement des distributions	229 553	298 946
Solde à la fin de la période / de l'exercice	180 315 877	166 839 324
Total des parts de société en commandite, compte tenu d'un échange intégral ¹⁾	309 974 500	296 497 947

¹⁾ Les montants échangés intégralement supposent l'échange des parts de société en commandite rachetables/échangeables contre des parts de société en commandite.

DIVIDENDES ET DISTRIBUTIONS

Les dividendes et distributions déclarés et versés sont comme suit :

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les 30 sept.				Périodes de neuf mois closes les 30 sept.			
	Déclarés		Versés		Déclarés		Versés	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Actions privilégiées de catégorie A	7 \$	6 \$	7 \$	6 \$	19 \$	19 \$	19 \$	19 \$
Parts de société en commandite privilégiées de catégorie A	8 \$	5 \$	8 \$	4 \$	21 \$	11 \$	19 \$	8 \$
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	130 \$	32 \$	130 \$	32 \$	390 \$	73 \$	390 \$	73 \$
Participation de commandité et distributions incitatives	9 \$	6 \$	9 \$	6 \$	26 \$	18 \$	25 \$	17 \$
Parts de société en commandite rachetables/échangeables	60 \$	58 \$	61 \$	58 \$	183 \$	175 \$	182 \$	173 \$
Parts de société en commandite	86 \$	74 \$	81 \$	72 \$	243 \$	206 \$	233 \$	196 \$

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Se reporter à la note 17, « 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

Énergie Brookfield n'a pas conclu d'accords hors état de la situation financière.

PARTIE 4 – INFORMATIONS FINANCIÈRES 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. 2017	31 déc. 2016
Actifs courants	804 \$	907 \$
Immobilisations corporelles à la juste valeur	25 346	25 257
Goodwill	916	896
Total de l'actif	28 025	27 737
Dette à long terme et facilités de crédit	9 996	10 182
Passifs d'impôt différé	3 911	3 802
Total du passif	15 038	15 065
Total des capitaux propres	12 987	12 672
Total du passif et des capitaux propres	28 025	27 737

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

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

La juste valeur des immobilisations corporelles s'élevait à 25,3 milliards \$ au 30 septembre 2017, soit un niveau comparable à celui au 31 décembre 2016. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les montants capitalisés à l'égard du développement et de la construction d'actifs de production d'électricité ont totalisé 241 millions \$ et l'acquisition de Shantavny s'est élevée à 37 millions \$. La juste valeur du portefeuille d'actifs éoliens d'une puissance de 137 MW cédé au cours du premier trimestre de l'exercice considéré s'élevait à 338 millions \$. La signature d'un contrat de construction définitif pour un projet de développement éolien en Irlande nous a permis de déterminer la juste valeur du projet. Par conséquent, les immobilisations en cours associées à ce projet ont été réévaluées, ce qui a donné lieu à une augmentation de la juste valeur de 11 millions \$. L'augmentation de 748 millions \$ de la juste valeur des immobilisations corporelles est attribuable à la dépréciation du dollar américain. Nous avons également comptabilisé une charge d'amortissement de 600 millions \$, qui est beaucoup plus élevée que le montant que nous devons réinvestir dans l'entreprise en dépenses d'investissement de maintien.

Pour des renseignements sur les hypothèses utilisées pour la réévaluation de la juste valeur et l'analyse de sensibilité, se reporter à la note 11, « Immobilisations corporelles à la juste valeur », dans les états financiers consolidés audités du 31 décembre 2016.

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.

Énergie Brookfield vend de l'électricité à Brookfield aux termes de conventions d'achat d'électricité à long terme 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 installations et accroît ainsi la stabilité de ses flux de trésorerie.

Outre ces conventions, Énergie Brookfield et Brookfield ont conclu des conventions qui sont décrites en détail à la note 26, « Transactions entre parties liées », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

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 »), dans le cadre desquelles ces fonds donnent accès à du financement à court terme à Énergie Brookfield au moyen de l'utilisation des facilités de crédit des fonds privés.

Au cours de la période, Brookfield Asset Management a fait passer à 400 millions \$ la facilité de crédit renouvelable non garantie qu'elle a consentie à Énergie Brookfield. Pendant le premier trimestre de l'exercice considéré, Brookfield Asset Management a déposé des fonds d'un montant de 140 millions \$ auprès d'Énergie Brookfield, qui ont été remboursés avant la fin du premier trimestre. Les charges d'intérêts sur les prélèvements effectués sur la facilité de crédit et le dépôt ont totalisé 1 million \$.

En 2011, au moment de la constitution d'Énergie Brookfield, Brookfield Asset Management a transféré certains projets de développement à Énergie Brookfield sans contrepartie initiale, mais a droit à une contrepartie variable sur les activités commerciales ou la vente de ces projets. Un montant de 8 millions \$ a été payé dans le cadre de la mise en service d'une centrale hydroélectrique au Brésil d'une puissance de 25 MW.

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

(EN MILLIONS)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 sept. 2016	2017	30 sept. 2016
Produits				
Conventions d'achat d'électricité et conventions relatives aux produits	132 \$	95 \$	458 \$	414 \$
Convention de nivellement de la production éolienne	3	1	6	6
	135 \$	96 \$	464 \$	420 \$
Coûts d'exploitation directs				
Achats d'énergie	(1) \$	(2) \$	(6) \$	(3) \$
Frais de commercialisation de l'énergie	(6)	(6)	(18)	(17)
Services d'assurance	(4)	(5)	(14)	(15)
	(11) \$	(13) \$	(38) \$	(35) \$
Coûts de service de gestion	(21) \$	(16) \$	(58) \$	(46) \$

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 sur les 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-dessus de ce seuil. Si les distributions sur les 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-dessus de ce seuil. Des distributions incitatives de 7 millions \$ et de 22 millions \$ ont été comptabilisées respectivement au

cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 (4 millions \$ et 14 millions \$ en 2016).

Capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées

Le 14 février 2017, Énergie Brookfield a émis 10 000 000 de parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 11 (les « parts de société en commandite privilégiées de série 11 ») au prix de 25 \$ CA chacune, pour un produit brut de 250 millions \$ CA (190 millions \$). Les porteurs de parts privilégiées de série 11 ont le droit de recevoir une distribution trimestrielle cumulative au taux fixe de 5,0 % pendant la période initiale se terminant le 30 avril 2022. Par la suite, le taux de distribution sera fixé de nouveau 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 3,82 %, et ii) 5,00 %.

Les porteurs des parts privilégiées de série 11 auront le droit, à leur gré, de reclasser leurs parts privilégiées de série 11 en parts de société en commandite privilégiées de catégorie A, série 12 (les « parts privilégiées de série 12 »), sous réserve de certaines conditions, le 30 avril 2022 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des parts privilégiées de série 12 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 3,82 %.

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 2017, aucune des parts de société en commandite privilégiées de catégorie A n'avait été rachetée par Énergie Brookfield.

Capitaux propres des commanditaires

Le 6 juillet 2017, Énergie Brookfield a réalisé l'émission de 8 304 000 parts de société en commandite sans droit de vote par voie de prise ferme au prix de 42,15 \$ CA par part de société en commandite, pour un produit brut de 350 millions \$ CA (271 millions \$). Simultanément, Brookfield Asset Management a acheté 4 943 000 parts de société en commandite au prix d'offre (déduction faite de la commission de placement). Le total du produit brut du placement et du placement privé simultané s'est élevé à 550 millions \$ CA (422 millions \$). Des coûts de transaction de 15 millions \$ CA (11 millions \$) liés à ces placements, y compris la rémunération versée aux preneurs fermes, ont été engagés par Énergie Brookfield.

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.

PARTIE 5 – INFORMATIONS PROPORTIONNELLES

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les trimestres clos les 30 septembre :

					Variation des résultats		
PRODUCTION (GWh)	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	1 594	1 157	1 468	1 475	126	(318)	437
Canada	1 306	1 036	1 186	1 181	120	(145)	270
	2 900	2 193	2 654	2 656	246	(463)	707
Colombie	881	644	861	900	20	(256)	237
Brésil	802	882	978	930	(176)	(48)	(80)
	4 583	3 719	4 493	4 486	90	(767)	864
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	112	118	140	140	(28)	(22)	(6)
Canada	173	143	238	238	(65)	(95)	30
	285	261	378	378	(93)	(117)	24
Europe	96	126	95	117	1	9	(30)
Brésil	95	83	87	87	8	(4)	12
	476	470	560	582	(84)	(112)	6
Accumulation	42	65	-	-	42	65	(23)
Divers	97	141	-	-	97	141	(44)
Totale	5 198	4 395	5 053	5 068	145	(673)	803

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

(EN MILLIONS \$)	Attribuable aux porteurs de parts										Participations ne donnant pas le contrôle et capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ¹	2017	2016
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Accumulation	Divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	201	47	59	30	9	10	-	6	-	362	246	608	580
Autres produits	1	-	4	-	-	-	-	-	-	5	2	7	23
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	1	-	1	-	3	-	-	5	1	6	4
Coûts d'exploitation directs	(74)	(22)	(22)	(9)	(6)	(1)	-	(3)	(6)	(143)	(100)	(243)	(275)
BAIIA ajusté ²	128	25	42	21	4	9	3	3	(6)	229	149	378	332
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	(21)	(16)
Charge d'intérêts – emprunts	(46)	(10)	(2)	(10)	(3)	(2)	-	-	(23)	(96)	(62)	(158)	(159)
Impôt exigible	-	(2)	(3)	-	(1)	-	-	-	-	(6)	(9)	(15)	(8)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)	-	(8)	(5)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle													
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(78)	(78)	(65)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(7)	-	(7)	(6)
Fonds provenant des activités ²	82	13	37	11	-	7	3	3	(65)	91	-	91	73
Amortissement des immobilisations corporelles	(54)	(8)	(35)	(21)	(5)	(2)	-	(5)	-	(130)	(72)	(202)	(210)
Perte latente sur les instruments financiers	-	(2)	-	-	(9)	-	-	-	1	(10)	(4)	(14)	(4)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	(1)	-	-	-	(1)	-	-	(2)	-	(2)	(3)
Charge d'impôt différé	13	(3)	1	(10)	2	-	-	-	7	10	(6)	4	43
Divers	(6)	1	(1)	(1)	11	1	-	2	(9)	(2)	-	(2)	6
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78	78	65
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	6
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	8	5
Perte nette	35	1	1	(21)	(1)	6	2	-	(66)	(43)	11	(32)	(19)

¹⁾ Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net, aux actions privilégiées et aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

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, les 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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	Par part	
			2017	2016
Perte nette attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	(24) \$	(18) \$	(0,14) \$	(0,12) \$
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 rachetables/échangeables détenues par Brookfield	(18)	(15)	-	-
Perte nette attribuable aux porteurs de parts	(43) \$	(33) \$	(0,14) \$	(0,12) \$
Amortissement des immobilisations corporelles	130	137	0,42	0,46
Perte latente sur les instruments financiers	10	5	0,03	0,02
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	2	3	0,01	0,01
Recouvrement d'impôt différé	(10)	(35)	(0,03)	(0,12)
Divers	2	(4)	-	(0,01)
Fonds provenant des activités ¹	91 \$	73 \$	0,29 \$	0,24 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ²			311,83	298,98

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

PRODUCTION ET REVUE FINANCIÈRE PAR SECTEUR

Le tableau suivant présente la production réelle et la production moyenne à long terme au prorata pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

					Variation des résultats		
PRODUCTION (GWh)	Production réelle		Production MLT		Réelle vs MLT		Réelle vs exercice précédent
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Hydroélectricité							
Amérique du Nord							
États-Unis	6 383	5 324	6 055	5 976	328	(652)	1 059
Canada	4 483	4 047	3 861	3 859	622	188	436
	10 866	9 371	9 916	9 835	950	(464)	1 495
Colombie	2 705	1 495	2 553	2 005	152	(510)	1 210
Brésil	2 559	2 627	2 896	2 870	(337)	(243)	(68)
	16 130	13 493	15 365	14 710	765	(1 217)	2 637
Énergie éolienne							
Amérique du Nord							
États-Unis	351	368	472	472	(121)	(104)	(17)
Canada	766	649	854	854	(88)	(205)	117
	1 117	1 017	1 326	1 326	(209)	(309)	100
Europe	362	422	367	424	(5)	(2)	(60)
Brésil	204	192	163	163	41	29	12
	1 683	1 631	1 856	1 913	(173)	(282)	52
Accumulation	100	161	-	-	100	161	(61)
Divers	165	203	-	-	165	203	(38)
Totale	18 078	15 488	17 221	16 623	857	(1 135)	2 590

Le tableau qui suit reflète le BAIIA ajusté et les fonds provenant des activités et présente un rapprochement du résultat net pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS \$)	Attribuable aux porteurs de parts										Participations ne donnant pas le contrôle et capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées ¹	2017	2016
	Hydroélectricité			Énergie éolienne			Accumulation	Divers	Siège social	Total			
	Amérique du Nord	Colombie	Brésil	Amérique du Nord	Europe	Brésil							
Produits	725	140	175	109	33	19	-	13	-	1 214	754	1 968	1 881
Autres produits	1	2	10	-	-	-	-	-	1	14	11	25	55
Quote-part des résultats en trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	-	3	-	1	-	5	-	-	10	1	11	8
Coûts d'exploitation directs	(207)	(69)	(53)	(26)	(15)	(3)	-	(11)	(17)	(401)	(315)	(716)	(780)
BAIIA ajusté ²	520	73	135	83	19	16	5	2	(16)	837	451	1 288	1 164
Coûts de service de gestion	-	-	-	-	-	-	-	-	(58)	(58)	-	(58)	(46)
Charge d'intérêts – emprunts	(135)	(32)	(12)	(31)	(9)	(5)	-	-	(66)	(290)	(187)	(477)	(447)
Impôt exigible	1	(3)	(8)	-	(1)	-	-	-	-	(11)	(16)	(27)	(20)
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(21)	(21)	-	(21)	(11)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle													
Participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net dans les filiales en exploitation	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(248)	(248)	(256)
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)	-	(19)	(19)
Fonds provenant des activités ²	386	38	115	52	9	11	5	2	(180)	438	-	438	365
Amortissement des immobilisations corporelles	(163)	(24)	(104)	(62)	(15)	(6)	-	(13)	-	(387)	(213)	(600)	(593)
Perte latente sur les instruments financiers	(1)	(3)	-	-	(17)	-	-	-	(11)	(32)	(8)	(40)	(6)
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(1)	-	(3)	-	-	-	(4)	-	-	(8)	-	(8)	(7)
(Charge) recouvrement d'impôt différé	(5)	(9)	3	13	5	-	-	-	(1)	6	(23)	(17)	2
Divers	(13)	11	(7)	1	8	2	-	4	(12)	(6)	25	19	(6)
Composante trésorerie des participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	248	248	256
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19	19	19
Distributions aux commanditaires détenant des parts privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	21	11
Résultat net	203	13	4	4	(10)	7	1	(7)	(204)	11	69	80	41

¹⁾ Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle ayant droit au résultat net, aux actions privilégiées et aux capitaux propres des commanditaires détenant des parts privilégiées.

²⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

Le tableau suivant présente le rapprochement du résultat net attribuable aux capitaux propres des commanditaires et du résultat par part de société en commandite, les 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 périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	2017	2016	Par part	
			2017	2016
Résultat net attribuable aux éléments suivants :				
Capitaux propres des commanditaires	6 \$	(10) \$	0,04 \$	(0,07) \$
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	5	(8)	-	-
Résultat net attribuable aux porteurs de parts	11 \$	(18) \$	0,04 \$	(0,07) \$
Amortissement des immobilisations corporelles	387	387	1,28	1,36
Perte latente sur les instruments financiers	32	8	0,11	0,03
Quote-part des résultats sans effet de trésorerie découlant des participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	8	7	0,03	0,02
Recouvrement d'impôt différé	(6)	(27)	(0,02)	(0,09)
Divers	6	8	-	0,03
Fonds provenant des activités ¹	438 \$	365 \$	1,44 \$	1,28 \$
Moyenne pondérée des parts en circulation ²			303,46	285,19

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

²⁾ Comprend la participation de commandité, les parts de société en commandite rachetables/échangeables et les parts de société en commandite.

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 :

(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	30 sept. 2017			31 déc. 2016		
	Moyenne pondérée			Moyenne pondérée		
	Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)		Taux d'intérêt (%)	Durée (ans)	
Emprunts de la société mère	4,5	6,6	1 684 \$	4,5	7,4	1 562 \$
Facilités de crédit	2,5	4,8	259	1,9	4,5	673
Emprunts des filiales						
Hydroélectricité	6,2	9,2	3 748	6,6	8,6	3 607
Énergie éolienne	4,9	12,3	998	4,8	12,8	1 030
Divers	8,4	18,1	17	8,9	18,8	17
	6,0	9,9	4 763	6,2	9,6	4 654
Total de la dette			6 706 \$			6 889 \$
Coûts de financement non amortis, déduction faite des primes non amorties ¹			(45)			(45)
Quote-part d'Énergie Brookfield			6 661			6 844
Participations ne donnant pas le contrôle			3 335			3 338
Selon les états financiers en IFRS			9 996 \$			10 182 \$

¹⁾ Les primes non amorties et les coûts de financement non amortis sont amortis dans la charge d'intérêts sur la durée des emprunts.

Le tableau suivant présente un sommaire au prorata de nos remboursements de capital non actualisés au 30 septembre 2017 :

(EN MILLIONS)	Reste de 2017	2018	2019	2020	2021	Par la suite	Total
Remboursements de capital							
Emprunts de la société et facilités de crédit	71 \$	160	-	361	188	1 163	1 943 \$
Emprunts des filiales							
Hydroélectricité	354	105	146	488	238	2 417	3 748
Énergie éolienne	39	62	65	68	69	695	998
Divers	-	1	1	1	1	13	17
	464	328	212	918	496	4 288	6 706
Participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	1	3	3	3	3	224	237
							6 943 \$

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 :

	2017			2016			2015	
(EN MILLIONS, SAUF INDICATION CONTRAIRE)	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Production totale (GWh) – MLT	9 098	10 674	10 364	10 319	9 092	10 728	8 843	6 067
Production totale (GWh) – réelle	9 370	11 618	10 484	8 728	7 522	8 792	9 029	6 117
Production au prorata (GWh) – MLT	5 053	6 279	5 889	5 739	5 068	6 214	5 341	4 609
Production au prorata (GWh) – réelle	5 198	6 719	6 161	4 734	4 395	5 197	5 896	4 553
Produit	608 \$	683 \$	677 \$	571 \$	580 \$	627 \$	674 \$	392 \$
Résultat net	(32)	85	27	(1)	(19)	(19)	79	(10)
BAIIA ajusté ¹	378	457	453	323	332	377	455	258
Fonds provenant des activités ¹	91	181	166	54	73	105	187	88
Résultat de base par part de société en commandite	(0,14)	0,13	0,05	(0,16)	(0,12)	(0,11)	0,16	(0,09)
Fonds provenant des activités par part de société en commandite ¹	0,29	0,61	0,55	0,18	0,24	0,37	0,68	0,32
Distribution par part de société en commandite	0,468	0,468	0,468	0,445	0,445	0,445	0,445	0,415

¹⁾ Mesures non conformes aux IFRS. Se reporter aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier », « PARTIE 5 – Informations proportionnelles », « PARTIE 8 – Présentation aux parties prenantes et mesure du rendement » et « PARTIE 9 – Mise en garde ».

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 audités du 31 décembre 2016 n'est considérée comme une estimation comptable critique aux termes du Règlement 51-102, à l'exception des estimations relatives à l'évaluation des immobilisations corporelles et des passifs d'impôt différé connexes. Ces hypothèses portent sur des estimations des prix futurs de l'électricité, des taux d'actualisation, de la production moyenne à long terme prévue, des taux d'inflation, de l'exercice final, des charges d'exploitation, des coûts en capital, du montant de la charge d'impôt différé, du moment du paiement de celle-ci et du taux d'imposition futur connexe. Les estimations portent également sur les montants courus à comptabiliser, les répartitions des prix des acquisitions, les évaluations de la durée d'utilité, les évaluations des actifs, les tests de dépréciation d'actifs, les passifs d'impôt différé, les obligations de démantèlement et les estimations liées aux régimes de retraite à prestations définies et aux autres régimes d'avantages du personnel. Les estimations reposent sur des données historiques, des tendances actuelles et plusieurs autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances.

Dans le cadre de l'établissement d'estimations, la direction s'appuie sur des renseignements externes et des données observables dans la mesure du possible, appuyés par les analyses internes nécessaires. Ces estimations ont été appliquées d'une manière conforme à celles de l'exercice précédent et il n'existe aucune tendance, aucun engagement, aucun événement ni aucune incertitude connus qui, selon nous, influenceront sensiblement sur la méthode ou les hypothèses utilisées dans ce rapport. Ces estimations subissent l'incidence, entre autres, des prix futurs de l'électricité, des fluctuations des taux d'intérêt et 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 2016. 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.

MODIFICATIONS FUTURES DE MÉTHODES COMPTABLES

i) Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui reflète toutes les phases du projet sur les instruments financiers et qui remplace l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, et toutes les versions précédentes de l'IFRS 9. Cette norme établit des principes en matière d'information financière à fournir à l'égard d'actifs financiers et de passifs financiers pour donner aux utilisateurs des états financiers des informations pertinentes et utiles aux fins de l'appréciation des montants, du calendrier et du degré d'incertitude des flux de trésorerie futurs d'une entité. La nouvelle norme apporte plusieurs améliorations à l'IAS 39, tout particulièrement l'adoption d'une approche fondée sur les principes en matière de comptabilité de couverture. Bien qu'elle ne change pas le type de relation de couverture ni l'exigence selon laquelle l'inefficacité d'une couverture doit être évaluée, elle simplifie l'application de la comptabilité de couverture et devrait permettre une meilleure harmonisation des stratégies de gestion des risques et de la présentation comptable. Les autres modifications

comprennent le remplacement des divers modèles de dépréciation des actifs financiers préconisés par l'IAS 39 par un modèle unique axé sur les pertes de crédit attendues sur tous les actifs financiers et le remplacement de la structure complexe de classement actuelle par un modèle économique fondé sur l'emploi et la nature des flux de trésorerie.

L'IFRS 9 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'application anticipée est permise. L'adoption de l'IFRS 9 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. À ce jour, la direction a finalisé le plan de transition, a terminé le diagnostic initial visant à déterminer quels aspects pourraient être touchés et a classé et examiné les stratégies de couverture actuelles. La direction a également entrepris la mise à jour de la documentation sur les couvertures et a terminé l'examen des politiques actuelles de gestion des risques et des contrôles internes afin de se conformer aux exigences de la comptabilité de couverture de la nouvelle norme. Les étapes suivantes consisteront à terminer le classement des instruments financiers existants et l'évaluation du caractère approprié des systèmes informatiques existants et des nouvelles obligations d'information. Les activités visant la mise en œuvre de la norme progressent comme prévu. Aucun ajustement important qui sera nécessaire au moment de l'adoption de la norme n'a été relevé à ce jour; toutefois, des analyses techniques et des évaluations quantitatives plus approfondies devront être réalisées avant de pouvoir formuler une conclusion sur l'incidence globale de cette norme.

ii) Comptabilisation des produits

Le 28 mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui définit un modèle unique pour comptabiliser les produits des activités ordinaires tirés de contrats intervenus avec des clients et qui remplacera 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 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 et 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. En avril 2016, l'IASB a apporté des modifications à l'IFRS 15, qui fournissent des lignes directrices supplémentaires relatives à l'identification des obligations de prestation, aux considérations à prendre en compte pour déterminer si une entité agit à titre de mandant ou de mandataire et aux produits tirés de contrats de licence. Les modifications offrent aussi un allègement transitoire supplémentaire à l'adoption initiale de l'IFRS 15 et entrent en vigueur à la même date que l'IFRS 15.

L'IFRS 15 s'appliquera aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de l'IFRS 15 représente une initiative importante pour Énergie Brookfield. Jusqu'à présent, la direction a participé à des séances de planification stratégique avec Brookfield Asset Management et a élaboré un plan d'adoption. La direction a également relevé des sources de produits importantes qui doivent être évaluées, et procède actuellement au recueil, à l'identification et au recensement de renseignements détaillés sur les principaux contrats pouvant être touchés par les modifications à la date de transition. Les étapes suivantes consisteront à terminer la dernière analyse, à tester les contrôles au moment de la mise en œuvre, à évaluer toute incidence possible sur les systèmes informatiques et les contrôles internes et à examiner les informations supplémentaires requises par la norme. Les activités visant la mise en œuvre de la norme progressent comme prévu. Actuellement, la direction prévoit adopter la norme en utilisant l'approche rétrospective modifiée. Cette méthode entraîne un ajustement cumulatif des capitaux propres au 1^{er} janvier 2018, comme si la norme avait toujours été en

vigueur. En fonction de l'examen effectué jusqu'à maintenant, notamment de la majorité des produits tirés de contrats, la direction n'a relevé aucun écart important; toutefois des analyses techniques et des évaluations quantitatives plus approfondies devront être réalisées avant de pouvoir formuler une conclusion sur l'incidence globale de cette norme. La direction continue d'évaluer l'incidence globale de l'IFRS 15 sur les états financiers consolidés.

iii) Contrats de location

Le 13 janvier 2016, l'IASB a publié l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui exige que le preneur comptabilise la plupart des contrats de location à l'état de la situation financière selon un modèle unique, faisant disparaître la distinction actuelle entre contrats de location simple et 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 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 1^{er} janvier 2019. L'application anticipée est permise. La direction continue d'évaluer l'incidence rétrospective de l'IFRS 16 sur les états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce qu'elle soit significative.

CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Aucune modification apportée à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 n'a eu ou n'est raisonnablement susceptible d'avoir une incidence sur notre contrôle interne sur l'information financière.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 5 octobre 2017, Énergie Brookfield a conclu un financement associé à un portefeuille de parcs éoliens d'une puissance de 47 MW en Irlande en obtenant un emprunt à long terme de 78 millions € (92 millions \$), une facilité de fonds de roulement d'un montant en capital de 6 millions € (8 millions \$) et une facilité de réserve pour le service de la dette de 4 millions € (4 millions \$). L'emprunt à long terme vient à échéance en 2032 et porte intérêt au taux EURIBOR, majoré d'une marge de 1,5 %.

Le 16 octobre 2017, de concert avec nos partenaires institutionnels, Énergie Brookfield a réalisé l'acquisition précédemment annoncée d'une participation de 51 % dans TerraForm Power, pour un placement net total de 656 millions \$. TerraForm Power est un portefeuille de grande envergure et diversifié d'actifs d'énergie solaire et d'énergie éolienne situés principalement aux États-Unis. Énergie Brookfield conserve une participation économique d'environ 16 % dans TerraForm Power, pour un placement net total de 203 millions \$.

Le 17 octobre 2017, Énergie Brookfield a déposé un supplément de fixation du prix visant un refinancement de 305 millions \$, à un taux global de 4,29 % et d'une durée de 13 ans, associé à un portefeuille de centrales hydroélectriques d'une puissance de 872 MW dans l'État de New York, dont la clôture est prévue au cours du quatrième trimestre de 2017.

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 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.

À la 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 ou ayant commencé leurs activités commerciales au cours de la période, la production présentée est calculée à partir de la date d'acquisition ou de la date 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 installations à la biomasse au Brésil.

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 et le régime des vents varient d'une période à l'autre, mais, au fil du temps, nous nous attendons à ce que nos installations 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 installations 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 installations d'accumulation par pompage et des centrales de cogénération en Amérique du Nord dépend lourdement des prix du marché plutôt que de la capacité de production de ces installations. Nos installations d'accumulation par pompage en Europe produisent de l'électricité sur commande aux termes de nos contrats de services auxiliaires. La production de nos installations alimentées à la biomasse est tributaire de la quantité de cannes à sucre récoltées au cours d'une année donnée. Pour ces raisons, nous ne tenons pas compte d'une moyenne à long terme pour ces installations.

Conventions de vote avec des sociétés affiliées

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

En ce qui concerne les entités auparavant contrôlées par Brookfield Asset Management, les conventions de vote conclues ne représentent pas un regroupement d'entreprises comme l'entend l'IFRS 3, étant donné que Brookfield Asset Management contrôle *in fine* toutes ces entreprises regroupées tant avant qu'après la réalisation de ces transactions. Énergie Brookfield comptabilise ces transactions visant des entités sous contrôle commun, de la même façon qu'une fusion d'intérêts communs selon laquelle il faut présenter l'information financière antérieure aux conventions de vote comme si les entités n'en avaient toujours formé qu'une seule. Pour connaître notre méthode comptable quant aux transactions sous contrôle commun, se reporter à la note 1 o) ii), « Jugements critiques dans l'application des méthodes comptables – Transactions sous contrôle commun », des états financiers consolidés audités en date du 31 décembre 2016.

MESURE DU RENDEMENT

Nos activités sont segmentées par technologie (hydroélectricité, énergie éolienne, accumulation et divers, secteur qui inclut la cogénération et la biomasse), et les catégories hydroélectricité et énergie éolienne sont également segmentées par secteur géographique (Amérique du Nord, Colombie, Brésil et Europe), car c'est ainsi que le principal décideur opérationnel analyse nos résultats, gère les activités et affecte les ressources. Le secteur Colombie regroupe les résultats financiers des centrales hydroélectriques et de cogénération s'y rapportant. Après le placement dans First Hydro, et alors que nous poursuivons l'expansion de nos activités d'accumulation, le principal décideur opérationnel a commencé à analyser ce secteur de façon distincte puisque les services auxiliaires, et non la production, constituent la source principale de ses produits. Par conséquent, pour tenir compte de la façon dont le principal décideur opérationnel analyse dorénavant l'entreprise, à compter du troisième trimestre de 2017, un secteur « accumulation » a été ajouté, comprenant un portefeuille d'installations d'accumulation par pompage au Royaume-Uni et une facilité d'accumulation par pompage en Amérique du Nord qui étaient auparavant présentées dans le secteur hydroélectricité. 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 aux « PARTIE 2 – Revue du rendement financier » et « PARTIE 5 – Informations proportionnelles ».

Informations proportionnelles

Les informations proportionnelles reflètent notre quote-part d'installations dans lesquelles nous détenons une participation inférieure à 100 %. Par conséquent, elles comprennent les actifs en propriété exclusive et notre quote-part des actifs que nous gérons. Les informations proportionnelles offrent une perspective nette à Énergie Brookfield, que la direction considère comme importante au moment d'effectuer des analyses internes et de prendre des décisions stratégiques et opérationnelles. La direction est également d'avis que les informations proportionnelles permettent aux investisseurs de comprendre l'incidence des décisions qu'elle prend et des résultats financiers attribuables aux porteurs de parts de société en commandite d'Énergie Brookfield. De plus, des tableaux qui présentent un rapprochement des données conformes aux IFRS et de celles présentées en fonction de la consolidation proportionnelle ont été fournis.

Le résultat net sectoriel présenté à la « PARTIE 5 – Informations proportionnelles » n'est pas une mesure utilisée par le principal décideur opérationnel pour analyser les résultats de l'entreprise et affecter les ressources.

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 aux commanditaires détenant des parts privilégiées et d'autres éléments généralement ponctuels. Énergie Brookfield fait des ajustements en fonction de ces facteurs, puisqu'ils peuvent être hors trésorerie, de nature exceptionnelle ou non compris dans les facteurs qu'utilise la direction pour évaluer le rendement d'exploitation.

Énergie Brookfield estime que la présentation de cette mesure permettra à l'investisseur de mieux comprendre le rendement de l'entreprise.

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 se sert des 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 généralement ponctuels, ces éléments ne reflétant pas le rendement des activités sous-jacentes. Pour nos états financiers consolidés 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 des activités. 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.

Énergie Brookfield utilise également les fonds provenant des activités ajustés pour évaluer le rendement de l'entreprise 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 de gestion renferme de l'information et des énoncés prospectifs, au sens prescrit par les lois canadiennes sur les valeurs mobilières ainsi que des énoncés prospectifs, au sens prescrit par l'article 27A de la U.S. Securities Act of 1933 et l'article 21E de la U.S. Securities Exchange Act of 1934, dans leur version modifiée respective, ainsi que par les règles d'exonération de la United States Private Securities Litigation Reform Act of 1995 et par toute autre réglementation canadienne sur les valeurs mobilières, concernant les activités et l'exploitation d'Énergie Brookfield. Les énoncés prospectifs peuvent comprendre des estimations, des plans, des attentes, des opinions, des prévisions, des projections, des directives ou d'autres énoncés qui ne sont pas des énoncés de fait. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion comprennent 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 induite à ces informations et énoncés prospectifs, puisque ces informations et énoncés 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.

Parmi les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés ou sous-entendus dans les informations et énoncés prospectifs, on compte notamment ceux qui suivent : le fait de ne pas être soumis aux mêmes obligations d'information financière qu'un émetteur américain aux États-Unis; la séparation de la participation financière et du contrôle ou la création d'une dette à multiples paliers dans notre structure organisationnelle; le fait d'être considéré comme une société de placement en vertu de la loi américaine Investment Company Act of 1940; l'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière; les changements dans les conditions hydrologiques à nos centrales hydroélectriques, les changements du régime des vents à nos installations d'énergie éolienne ou des conditions d'approvisionnement ou des conditions météorologiques en général à notre centrale de cogénération alimentée à la biomasse; l'incapacité des contreparties à s'acquitter de leurs obligations contractuelles; l'augmentation des droits d'usage de l'eau (ou droits semblables) ou les changements apportés à la réglementation visant l'approvisionnement en eau; la volatilité de l'offre et de la demande du marché de l'énergie; la croissance du volume de production qui n'est pas visée par contrat dans notre portefeuille; les risques généraux liés à l'industrie qui portent sur les marchés de l'électricité dans lesquels nous exerçons nos activités; la réglementation accrue à laquelle nos activités sont assujetties et celle des marchés où nous exerçons nos activités; 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 comportant 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 de matériel; la survenance de ruptures de barrage et le coût de réparation de ces ruptures; l'exposition aux cas fortuits; le risque de subir des pertes non assurables; les fluctuations défavorables des taux de change; 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; 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; les avancées technologiques pouvant entraver ou éliminer l'avantage concurrentiel de nos projets; 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; notre incapacité à gérer efficacement notre exposition au risque de change; 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; tout changement apporté à la réglementation gouvernementale prévoyant des mesures incitatives pour l'énergie renouvelable; 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; notre incapacité de développer des emplacements existants et de trouver 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, au développement et à l'exploitation de nos installations de production; 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; notre manque de contrôle sur toutes nos activités; notre capacité à émettre des titres de participation ou de créance tributaires des marchés financiers pour des acquisitions et des projets de développement futurs; 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; le départ de certains ou de tous les professionnels principaux de Brookfield Asset Management; notre relation avec Brookfield Asset Management et notre dépendance à son égard, et l'influence notable que Brookfield Asset Management exerce sur nous; et les risques liés aux modifications apportées à la manière dont Brookfield Asset Management choisit de détenir ses participations dans la société en commandite.

Le lecteur est prévenu que la liste de facteurs importants qui précède pouvant avoir une incidence sur les résultats futurs n'est pas exhaustive. Ces énoncés prospectifs représentent nos points de vue à la date du présent rapport de gestion, et il ne faut pas estimer qu'ils représentent nos points de vue à compter de toute date postérieure à celle-ci. Même si nous prévoyons que des événements et faits nouveaux postérieurs à la date de clôture pourraient modifier ces points de vue, nous rejetons toute obligation de mettre à jour ces déclarations prospectives, sauf lorsque nous y sommes tenus par la loi. Pour 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 de gestion 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 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 le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités, les fonds provenant des activités ajustés et les fonds provenant des activités par part constituent des mesures complémentaires utiles pour les investisseurs pour évaluer le rendement financier et les flux de trésorerie que nous anticipons que notre portefeuille d'exploitation dégagera. Aucune de ces mesures ne doit être considérée comme l'unique mesure de notre rendement, ni être considérée distinctement de l'analyse de nos états financiers préparés conformément aux IFRS ou s'y substituer.

Notre rapport de gestion 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 », de nos états financiers consolidés intermédiaires non audités un rapprochement du BAIIA ajusté et des fonds provenant des activités avec le résultat net.

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 groupe

Harry Goldgut
Président du groupe

Sachin Shah
Chef de la direction

Nicholas Goodman
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 : 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 le rapport annuel de 2016 et le formulaire 20-F en ligne. 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 416-359-1955 ou en écrivant à enquiries@brookfieldrenewable.com.

BROOKFIELD RENEWABLE PARTNERS L.P.

bep.brookfield.com

NYSE : BEP

TSX : BEP.UN