

1 INFORMAÇÕES GERAIS

A AES Tietê Energia S.A. (“Tietê” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações, de capital aberto, cuja sede está localizada na Avenida das Nações Unidas, 12.495, 12º andar, Condomínio Centro Empresarial Berrini, Brooklin Paulista, São Paulo, SP, Brasil, conforme alteração do Estatuto Social, deliberada em Assembleia Geral Extraordinária (AGE) de 10 de setembro de 2018.

O início das operações da Companhia ocorreu em 1º de abril de 1999, após processo de cisão parcial da Companhia Energética de São Paulo - Cesp, e consequente privatização da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê (atualmente Tietê) por meio do Edital de Privatização nº SF/002/99. A Companhia está autorizada a operar como concessionária de uso do bem público na produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente de Energia, e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. O contrato de concessão da Companhia, assinado em 20 de dezembro de 1999, tem prazo de duração de 30 anos vencendo em 2029, assim como a concessão da Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Mogi-Guaçu. Já as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032. Adicionalmente, a Companhia possui unidades produtoras de energia eólica e solar, em fase de construção e operação comercial, compostas da seguinte forma: Complexo Alto Sertão II e Complexo Solar Guaimbê, em operação comercial e Complexo Solar Ouroeste, que inclui a Planta Solar Boa Hora e Planta Solar Água Vermelha, em construção, conforme detalhado a seguir nessa nota.

A Companhia é diretamente controlada pela AES Holdings Brasil Ltda. e indiretamente pela The AES Corporation (sediada nos Estados Unidos da América).

Os parques geradores em operação possuem uma capacidade instalada total de 3.194,7 MW e garantia física de 1.469,1 MWm, compostos pelas seguintes usinas hidrelétricas, eólicas e solares:

Parque gerador hidrelétrico

Parque Gerador	Ano de conclusão	Quantidade de turbinas	Capacidade instalada MW	Garantia física MW (i)
Usinas Hidrelétricas (UHE)				
Água Vermelha	1978	6	1.396,2	731,0
Nova Avanhandava	1982	3	347,4	132,1
Promissão	1975	3	264,0	98,8
Bariri	1969	3	143,1	62,7
Barra Bonita	1963	4	140,8	47,8
Ibitinga	1969	3	131,5	70,3
Euclides da Cunha	1960	4	108,9	49,2
Caconde	1966	2	80,5	33,2
Limoeiro	1958	2	32,0	14,8
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)				
Mogi-Guaçu	1994	2	7,2	4,0
São José	2012	2	4,0	2,0
São Joaquim	2011	1	3,0	1,0
Total		35	2.658,6	1.246,9

(i) A partir de 2018, após revisão da garantia física definida pela Portaria MME nº 277/2017, a garantia física bruta da Companhia passou a ser de 1.246,9 MWm (1.277,9 MWm em 31 de dezembro de 2017).

Complexo Eólico Alto Sertão II

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Quantidade de aerogeradores	Capacidade instalada MW	Garantia física MW ⁽ⁱ⁾
Eólico									
Ametista	LEN 02/2011	135/2012	15/03/12	14/03/47	35 anos	2015	17	28,6	13,9
Araçás	LER 05/2010	241/2011	08/04/11	07/03/46	35 anos	2014	19	31,9	15,5
Borgo	LEN 02/2011	222/2012	16/04/12	15/04/47	35 anos	2016	12	20,2	10,4
Caetité	LEN 02/2011	167/2012	23/03/12	14/03/47	35 anos	2016	18	30,2	16,6
Da Prata	LER 05/2010	177/2011	28/03/11	27/03/46	35 anos	2014	13	21,8	10,1
Dourados	LEN 02/2011	130/2012	14/03/12	13/03/47	35 anos	2015	17	28,6	12,5
Espigão	LEN 02/2011	172/2012	26/03/12	25/03/47	35 anos	2016	6	10,1	5,8
Maron	LEN 02/2011	107/2012	12/03/12	11/03/47	35 anos	2015	18	30,2	14,2
Morrão	LER 05/2010	268/2011	25/04/11	24/04/46	35 anos	2014	18	30,2	16,1
Pelourinho	LEN 02/2011	168/2012	23/03/12	22/03/47	35 anos	2016	13	21,8	12,4
Pilões	LEN 02/2011	128/2012	14/03/12	13/03/47	35 anos	2015	18	30,2	13,1
Seraíma	LER 05/2010	332/2011	31/05/11	30/05/46	35 anos	2014	18	30,2	17,5
Serra do Espinhaço	LEN 02/2011	171/2012	26/03/12	25/03/47	35 anos	2016	11	18,5	10,6
Tanque	LER 05/2010	330/2011	30/05/11	29/05/46	35 anos	2014	18	30,0	13,9
Ventos do Nordeste	LER 05/2010	161/2011	21/03/11	20/03/46	35 anos	2014	14	23,5	10,1
Total							230	386,1	192,7

(i) A partir de 2018, após revisão de todas as garantias físicas do MRE, a garantia física do Complexo Eólico alto Sertão II passou a ser de 192,7 MWm (196,8 MWm em 31 de dezembro de 2017).

Complexo Solar Guaimbê

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Unidades geradoas	Capacidade instalada MW	Garantia física MWm
Solar									
Guaimbê I	6° LER	257/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbê II	6° LER	258/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbê III	6° LER	259/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbê IV	6° LER	260/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Guaimbê V	6° LER	261/2015	15/06/15	15/06/50	35 anos	2018	22	30,0	5,9
Total							110	150,0	29,5

Comercialização de energia da Companhia

Desde 2016, a Companhia tem implementado estratégia de comercialização de energia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos para a mitigação de exposição ao risco hidrológico.

Para o curto prazo em 2018, a estratégia da Companhia foi de gerir o portfólio de suas unidades produtoras de energia hídrica, com monitoramento constante das exposições mensais, buscando oportunidades comerciais tanto para gerar valor a Companhia como para mitigar riscos de exposições ao mercado de curto prazo. Adicionalmente, a Companhia persiste em buscar uma composição de contratação para a melhor gestão do risco hidrológico e melhores preços de contratos no ambiente livre.

Em 31 de dezembro de 2018, o percentual da energia assegurada vendida para o portfólio consolidado é de 79%, 80%, 79%, 56% e 45%, para 2018, 2019, 2020, 2021 e 2022, respectivamente, com preços médios de R\$ 171/MWh e R\$ 167/MWh para 2019 e 2020.

Comercialização de energia do Complexo Eólico Alto Sertão II

Em 26 de maio de 2011, as controladas indiretas Da Prata, Araçás, Morrão, Seraíma, Tanque e Ventos do Nordeste assinaram contrato de energia de reserva (CER) na modalidade quantidade de energia elétrica, com a CCEE, por meio do qual, venderão toda sua produção de energia elétrica, por um prazo de 20 anos.

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 13 de agosto de 2012, as controladas indiretas Ametista, Borgo, Caetité, Dourados, Espigão, Maron, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço assinaram Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEAR”), na modalidade disponibilidade de energia elétrica, com diversas distribuidoras de energia, por meio do qual venderão toda sua produção de energia elétrica, a partir de 1º de janeiro de 2016 com prazo final em abril de 2035.

Em linha com a estratégia de comercialização de energia, em 2017 e 2018, parte da energia assegurada nos contratos LEN do Complexo Eólico Alto Sertão II foi descontratado no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e revendida a preços de mercado. Desta forma, as controladas indiretas Ametista, Borgo, Dourados, Espigão, Maron, Caetité, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço descontrataram um volume total de 100,2 MWm e 54,3 MWm de energia dos parques do LEN 2011 (A-3), para os períodos de janeiro a dezembro de 2017 e o período de janeiro a dezembro de 2018, respectivamente. O volume descontratado referente ao período de 2018 está sendo vendido para a Companhia, conforme detalhado na nota explicativa nº 29.1

Em 31 de dezembro de 2018, a comercialização de energia produzida pelo Complexo Eólico Alto Sertão II no mercado regulado (ACR) e mercado livre (ACL) estão contratadas conforme abaixo:

Controladas	Contrato	Compradora	Energia anual contratada (MWh)		Prazo			
			Energia anual contratada MWh	Preço Médio atualizado MWh	Inicial	Final	Índice de correção	Mês de reajuste
Da Prata	LER 05/2010	CCEE	86.353	198,81	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Araçás	LER 05/2010	CCEE	115.180	198,81	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Morrão	LER 05/2010	CCEE	128.772	198,81	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Seraíma	LER 05/2010	CCEE	131.121	198,81	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Tanque	LER 05/2010	CCEE	113.284	198,81	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Ventos do Nordeste	LER 05/2010	CCEE	88.476	198,81	set/13	ago/33	IPCA	setembro
Subtotal			663.185					
Ametista	LEN 02/2011	Distribuidoras	121.764	207,91	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Borgo	LEN 02/2011	Distribuidoras	84.972	207,33	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Caetité	LEN 02/2011	Distribuidoras	125.268	207,45	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Dourados	LEN 02/2011	Distribuidoras	115.632	207,43	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Espigão	LEN 02/2011	Distribuidoras	42.924	208,30	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Maron	LEN 02/2011	Distribuidoras	120.888	207,76	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Pelourinho	LEN 02/2011	Distribuidoras	103.368	207,69	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Pilões	LEN 02/2011	Distribuidoras	114.756	206,86	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Serra do Espinhaço	LEN 02/2011	Distribuidoras	77.964	206,57	jan/16	dez/35	IPCA	janeiro
Subtotal			907.536					
Total			1.570.721					

Projetos em andamento - Complexo Solar Ouroeste

Em 2017, por meio da aquisição da Planta Solar Boa Hora e comercialização da Planta AGV Solar em leilão, a AES Tietê Energia adicionou o Complexo Solar Ouroeste ao seu portfólio de ativos. Com entrada em operação faseada, a primeira parte do projeto (“Fase 1”) tem início de operação comercial previsto para o 2º trimestre de 2019 e a segunda fase (“Fase 2”) para o segundo semestre de 2019. Seguem informações detalhadas das plantas solares que compõem o Complexo Solar Ouroeste:

Fase 1 - Planta Solar Boa Hora

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Capacidade instalada MW	Garantia física MWm
Solar								
Boa Hora 1	LER 09/2015	239/2016	09/06/16	08/06/2051	35 anos	2018	25	5,3
Boa Hora 2	LER 09/2015	173/2016	10/05/16	09/05/2051	35 anos	2018	25	5,3
Boa Hora 3	LER 09/2015	169/2016	09/05/16	08/05/2051	35 anos	2018	25	5,3
Total							75	15,9

A Planta Solar Boa Hora (“Fase 1”) foi outorgada no Leilão de Energia de Reserva realizado em 13 de novembro de 2015 com energia contratada por 20 anos a R\$291,75/MWh (preço de venda na data do leilão), com capacidade instalada de 69 MW e garantia física de 15,9 MWm. O investimento estimado é de aproximadamente R\$300.000.

Em 02 de agosto de 2017, a Companhia protocolou na Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) pedido de alteração das características técnicas do projeto, que originalmente possuía autorização para construção do Estado do Pernambuco. A Companhia solicitou à ANEEL a transferência do Complexo Solar, com o objetivo de construí-lo em terreno no estado de São Paulo, na cidade de Ouroeste, localizado a 3 km de uma de suas usinas hidrelétricas, a Usina Água Vermelha. Com a aprovação da referida alteração, pela ANEEL, obtida no dia 03 de novembro de 2017, e conclusão da construção, a Companhia aumentará sua capacidade instalada do sistema de geração no estado de São Paulo.

A Fase 1 da Planta Solar Boa Hora está em estágio de construção e a operação comercial deste Complexo, que estava prevista para ser iniciada em novembro de 2018, não se realizou devido atrasos na obra do empreendimento. A nova previsão de início das operações de testes está programada para ser iniciada entre fevereiro e março de 2019, e operações comerciais a partir de abril de 2019, sendo que na data da outorga, a Companhia efetivamente obteve os direitos de seus contratos relevantes, incluindo os direitos contratuais de venda de energia e direito de exploração de autorização.

Em novembro de 2018, conforme despacho N° 2.592, a ANEEL deslocou para 27 de novembro de 2018 a data para início de suprimento dos contratos no ambiente regulado referente às usinas do Complexo Solar Boa Hora, adiando proporcionalmente o termo final contratual. Tal alteração é decorrente do reconhecimento de um período de 26 dias de atraso como excludente de responsabilidade, afastando eventuais penalidades contratuais decorrentes deste atraso até 27 de novembro de 2018. A partir desta data, as controladas do Complexo Boa Hora provisionaram penalidades contratuais, no montante de R\$644, conforme descrito na nota explicativa n° 27.

Fase 2 - Planta AGV Solar

Parque Gerador	Contrato / Leilão	Portaria MME	Publicação portaria	Vigência da autorização	Prazo de autorização	Ano de conclusão da planta	Capacidade instalada MW	Garantia física MWm
Solar								
AGVIV	LEN 04/2017	244/2018	11/06/2018	10/06/2053	35 anos	2020	15	4,0
AGVV	LEN 04/2017	243/2018	11/06/2018	10/06/2053	35 anos	2020	30	7,9
AGVI	LEN 04/2017	242/2018	11/06/2018	10/06/2053	35 anos	2020	30	7,9
Total							75	19,8

Em 18 de dezembro de 2017 a Companhia obteve no Leilão de Energia Nova o direito de comercializar, no mercado regulado, energia a ser gerada por uma planta de energia solar fotovoltaica com capacidade instalada de 75 MW, com entrada em operação estimada para meados de 2019 “Planta AGV Solar” ou “AGV Solar”). Os referidos contratos deste Leilão possuem vigência de 20 anos, Licença de Instalação ambiental emitida pela CETESB e está localizado no município de Ouroeste no estado de São Paulo, a aproximadamente 3 km da usina hidrelétrica de Água Vermelha. Em junho de 2018, a Planta AGV Solar obteve outorga na

condição de Produtor Independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração da Central Geradora Fotovoltaica, com 75 MW de capacidade instalada e 19,8 MWm de garantia física de energia.

O investimento total estimado para a construção de AGV Solar é de aproximadamente R\$280.000. A Companhia pretende se beneficiar da antecipação da entrada em operação comercial de AGV Solar em meados de 2019 e, utilizando sua plataforma de comercialização, a energia produzida será alocada no mercado livre de fonte incentivada até a data da entrada em vigor do contrato outorgado, firmado para janeiro de 2021. A planta solar possui outorga de operação de 35 anos.

Aquisição de ativos do Complexo Solar Guaimbê

Em de 25 de setembro de 2017 foi assinado um acordo de investimento com a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A. (“Cobra do Brasil”), subsidiária brasileira do grupo espanhol ACS Group, sujeito ao cumprimento de condições precedentes específicas. O montante total acordado inicialmente negociado para a transação era de R\$650.000, montante este que inclui investimento e preço para eventual aquisição de participação acionária, ambos sujeitos ao cumprimento de condições precedentes e a ajustes usuais neste tipo de operação.

O Complexo Solar Guaimbê é composto por 5 SPE’s e 1 Holding, detém autorização outorgada pela ANEEL obtida após Leilão de Energia de Reserva realizado em outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos, capacidade instalada de 150 MW e garantia física de 29,5 MWm. A construção do complexo teve início em setembro de 2017 e foi encerrada em agosto de 2018.

O processo de aquisição foi concluído em 04 de setembro de 2018, após as condições precedentes da operação terem sido atendidas ou renunciadas, nos termos do Memorando de Fechamento, data em que a titularidade das ações das SPE’s foi transferida e o controle assumido, diretamente pela Guaimbê Holding e indiretamente pela Companhia.

Após os ajustes preliminares de *working capital*, o total investido para a aquisição foi de R\$628.380, composto por (i) R\$137.292 pagos em transferência bancária pela aquisição das ações representativas do capital social das SPE’s, ii) R\$488.961 subscritos sob a forma de debêntures emitidas pelas SPE’s e adquiridas pela Companhia e iii) custos de transação incorridos na aquisição, no montante de R\$2.127, capitalizadas em favor da controlada direta Guaimbê Holding.

Em julho de 2018, as SPE’s concluíram as emissões das debêntures privadas e não conversíveis em ações, no montante de R\$470.000. Na data da aquisição do Complexo Solar Guaimbê, o valor atualizado das debêntures era de R\$488.961. Em setembro de 2018, após a aquisição, houve capitalização dessas debêntures, no montante de R\$491.749 (R\$470.000 de principal e R\$21.749 de encargos financeiros) pelas 5 SPE’s em favor da Guaimbê Holding. Estas emissões possuíam garantia de primeira demanda com vencimento em 01 de outubro de 2018.

A transação identificada foi uma aquisição de ativos. Dessa forma, os ativos adquiridos, os passivos assumidos e os custos de transação foram reconhecidos pelo custo alocado aos ativos pelo método *relative fair value* na data da aquisição, com base em laudo econômico financeiro emitido por empresa de avaliação independente. Os resultados da Controladora e consolidado foram afetados a partir de 1º de setembro de 2018, visto que a aquisição foi concluída 04 de setembro de 2018, com efeitos retroativos a partir de 31 de agosto de 2018, conforme estipulado em documento denominado Memorando de Fechamento.

A contabilização inicial desta aquisição foi reconhecida como investimento nas demonstrações contábeis individuais da controlada direta Guaimbê Holding, detalhada da seguinte forma: (i) R\$55.174 relacionado à participação no capital social das SPE’s e avaliada pela equivalência patrimonial, (ii) R\$75.871 referente à aquisição do direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER), (iii) R\$9.421 ao direito de autorização de geração (iv) (R\$1.047) relacionado à alocação do contas a receber de clientes, totalizando R\$139.419. Nas demonstrações

contábeis consolidadas, os itens (ii) e (iii) estão apresentados como intangível (vide nota explicativa nº 12).

1.1 Combinação de negócios pela aquisição de conjunto de parques eólicos

As Combinações de negócios são contabilizadas utilizando o método de aquisição. O custo da aquisição é mensurado pela soma da contraprestação transferida, que é avaliada com base no valor justo na data de aquisição, e o valor de qualquer participação de não controladores na adquirida. Custos diretamente atribuíveis à aquisição são contabilizados como despesa quando incorridos.

Ao adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e alocá-los de acordo com os termos contratuais, as circunstâncias econômicas e as condições pertinentes na data de aquisição.

A contraprestação contingente a ser transferida pela adquirente foi reconhecida a valor justo na data de aquisição. Alterações subsequentes no valor justo da contraprestação contingente considerada como um ativo ou como um passivo deverão ser reconhecidas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, na demonstração do resultado.

Em 18 de abril de 2017, a Companhia celebrou com a Renova Energia S.A. (“Renova”) um contrato de compra e venda da totalidade das ações da Nova Energia Holding S.A. (“Nova Energia”), detentora, por meio da Renova Eólica Participações S.A. (“Renova Eólica”), do Complexo Eólico Alto Sertão II, composto por 15 Sociedades de Propósito Específico. A Companhia concluiu o processo de aquisição, em 03 de agosto de 2017, a totalidade das ações (100%) de emissão da Nova Energia S.A.

A aquisição do controle da Nova Energia foi realizada nas condições divulgadas nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2017, cujos valores justos foram provisoriamente apurados para aquelas demonstrações contábeis, com base em análises conduzidas pela própria Administração, até que o laudo de avaliação econômico-financeiro fosse finalizado por avaliador independente. Em 03 de agosto de 2018, encerrou-se o período de mensuração da combinação de negócios. Alterações subsequentes no valor justo dos pagamentos de *earn-out* serão refletidos no resultado da Companhia.

	<u>Valor Contábil</u>	<u>Ajuste</u>	<u>Valor Justo</u>
Caixa e equivalentes de caixa	3.619	-	3.619
Contas a receber de clientes	30.865	-	30.865
Cauções e depósitos vinculados	53.892	-	53.892
Imobilizado	1.600.797	128.199 (i)	1.728.996
Intangível (licença)	-	19.073 (ii)	19.073
Outros ativos	12.763		12.763
Valor justo dos ativos	1.701.936	147.272	1.849.208
Fornecedores	55.234	-	55.234
Provisões para processos judiciais e outros	22.265	35.735 (iii)	58.000
Empréstimos e financiamentos	951.167	6.624 (iv)	957.791
Debêntures	172.788	-	172.788
Outros passivos	68.292		68.292
Valor justo dos passivos	1.269.746	42.359	1.312.105
Valor justo dos ativos líquidos	432.190	104.913	537.103
Saldo de caixa na aquisição da controlada			3.619
Contraprestação transferida			(537.103)
Caixa líquido por aquisição da Nova Energia			(533.484)

- (i) Em dezembro de 2017 foi concluído o laudo de avaliação dos ativos líquidos do Complexo Eólico Alto Sertão II e a Companhia efetuou um ajuste a valor justo no montante de R\$136.767, relacionado à mais valia de máquinas e equipamentos. Essa mais valia dos ativos líquidos adquiridos deve-se à alta do dólar, preço do aço e inflação. Nas demonstrações contábeis individuais de 31 de dezembro de 2017, este montante está registrado na rubrica de investimentos. Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está registrado como imobilizado. Adicionalmente, relacionado às arbitragens detalhadas no item (iii) abaixo, a adquirida possuía R\$8.568 registrado como adiantamento a fornecedores. Para fins de demonstrações consolidadas, a Companhia considerou esse montante como valor justo de processos judiciais em combinação de negócios.
- (ii) O ativo intangível gerado na combinação de negócios no valor de R\$19.073 corresponde ao direito de exploração de autorização e será amortizado com base no prazo remanescente de autorização. Nas demonstrações contábeis individuais, o direito de exploração de autorização está registrado na rubrica de investimentos. Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está apresentado como intangível (vide nota explicativa nº 12).
- (iii) Na data da aquisição foi identificado um passivo contingente com o valor justo de R\$48.691, posteriormente à mensuração inicial, a Companhia reavaliou o valor justo dessa contingência para o novo montante de R\$58.000. Esse passivo refere-se a dois procedimentos arbitrais movidos contra a Renova e as 15 SPE's relativas ao Complexo Eólico Alto Sertão II por fornecedores contratados na época da construção do parque eólico. Em 31 de julho de 2017, parte dos saldos em discussão nas arbitragens, no montante de R\$8.568, estavam registrados como adiantamento de fornecedores apresentados na rubrica de imobilizado no balanço de aquisição da adquirida.
- (iv) Na data de aquisição o saldo de empréstimos e financiamento foi ajustado pelos custos de emissão de empréstimos e financiamento capitalizados pela adquirida.

Durante o primeiro trimestre de 2018, a contraprestação transferida foi remensurada pela atualização do ajuste de capital de giro a receber e *curtailment*, nos montantes de R\$3.702 e R\$5.170, respectivamente. Conforme mencionado anteriormente, em 01 de agosto de 2018 a Companhia concluiu a mensuração da contraprestação transferida, que ficou composto da seguinte forma: (i) R\$456.000 pago em transferência bancária e (ii) R\$81.103 registrados na rubrica outras obrigações do passivo circulante e não circulante, composto por R\$20.000 relativo a indenizações gerais dos vendedores e litígios, R\$5.830 referente ao *curtailment*¹, R\$58.975 correspondente à contraprestação contingente (*earn-out payment*) e ajuste de capital de giro a receber de R\$3.702, até 31 de dezembro de 2018 e totalizando um montante de R\$537.103.

1.2 Obrigação de expansão

O Edital de Privatização previu a obrigação da Companhia de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração em, no mínimo, 15% no período de 8 anos contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 20 de dezembro de 1999. O Edital também previu que esta expansão deveria ser realizada por meio da implantação de novos empreendimentos no estado de São Paulo ou por meio da contratação de energia de terceiros, proveniente de novos empreendimentos construídos no estado de São Paulo, por prazo superior a cinco anos e respeitando as restrições regulamentares.

De forma a cumprir com tal obrigação, a Companhia, logo após seu leilão de privatização, emvidou esforços, sob o antigo modelo do setor elétrico, para ampliar seu parque gerador em 15%, que representam 398 MW.

¹ Energia não fornecida, integralmente ou parcialmente, por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição. Conforme previsto no módulo 17 das Regras de Comercialização da CCEE, o volume informado pela Aneel por meio do acrônimo ENF_DTF é isento da aplicação das regras de penalidade e de ressarcimento nas contabilizações anuais e quadriênis para ativos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Entretanto, a partir de 2004, sobrevieram profundas mudanças no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro, que tornaram o cumprimento da obrigação de expansão, acima referida, na opinião da administração inviável. Desde então, a Companhia vem diligenciando junto à Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, com o objetivo de rever a obrigação de expansão para readequá-la à nova realidade setorial/regulamentar.

A obrigação foi objeto de judicialização por parte do Estado de São Paulo em 2011, visando compelir a Companhia a cumprir com a obrigação conforme previa o Edital, sem levar em consideração as profundas mudanças experimentadas pelo setor elétrico brasileiro desde então.

Em 01 de outubro de 2018, a Companhia assinou acordo com o Estado de São Paulo, por meio do qual ambos concordam em suspender o processo judicial por até 6 anos, com a finalidade da Companhia cumprir o saldo remanescente de 81 MW, sem a imposição de qualquer penalidade, para que seja cumprido a totalidade da obrigação de expansão de 398MW, o que poderá ser feito pela construção de novos projetos de geração ou, ainda, por meio de novos projetos de Geração Distribuída ou Geração Centralizada.

Novos projetos vinculados à obrigação de expansão

A capacidade instalada do sistema de geração de energia elétrica da Companhia foi ampliada em 17 MW, sendo: 3 MW com a PCH São Joaquim, finalizada em 2011, 4 MW com a PCH São José, finalizada em 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

Ademais, em 2017 e 2018 houve aquisição de dois complexos solares, compostos por: Complexo Solar Guaimbê, com 150 MW, em operação comercial e Complexo Solar Boa Hora, com 75 MW, ainda em construção. Adicionalmente, a Companhia por meio do Complexo Água Vermelha foi vencedora do Leilão de Energia Nova, com 75 MW, ainda em construção.

O saldo remanescente de 81 MW será cumprido pela Companhia em até 6 anos, por meio de: (i) leilões regulados de energia elétrica em geração centralizada; (ii) aquisição de projetos de geração de energia; ou (iii) implementação de empreendimentos de geração distribuída. Uma vez cumprido o total da expansão, a Companhia estará dispensada do pagamento de qualquer penalidade por atraso.

2 PRINCIPAIS EVENTOS OCORRIDOS NO EXERCÍCIO

Aquisição e entrada em operação do Complexo Solar Guaimbê

Em 04 de setembro de 2018, foi concluída a aquisição dos ativos do Complexo Solar Guaimbê. Com capacidade instalada de 150 MW e garantia física de 29,5 MWm, o montante total investido para a aquisição foi de R\$628.380. Entre os meses de fevereiro e outubro de 2018, as plantas solares entraram em operação comercial. Vide nota explicativa nº 1.

Acordo com o Estado de São Paulo (Obrigação de expansão)

Em 01 de outubro de 2018, a Companhia assinou acordo com o Estado de São Paulo, por meio do qual ambos concordam em suspender por até 6 anos o processo judicial, sem a imposição de qualquer penalidade, para que seja cumprido a totalidade da obrigação de expansão de 398MW. Para maiores detalhes, vide notas explicativas nº 1.2.

Rebaixamento hidrelétrico - GSF

Em outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça - STJ proferiu decisão mantendo a liminar para o período de julho de 2015 a fevereiro de 2018. Com esta decisão, os valores de GSF correspondentes ao período posterior a fevereiro de 2018 passam a ser liquidados pela CCEE. Vide nota explicativa nº 19.3.

Emissão de debêntures

Para suportar a estratégia de investimentos e financiar a construção do Planta Solar Boa Hora, em fevereiro e maio de 2018, a Companhia emitiu a 7ª e 8ª emissão de debêntures, nos montantes de R\$1.250.000 e R\$200.000, respectivamente. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 15.

3 BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em 15 de fevereiro de 2019, a Diretoria da Companhia autorizou a conclusão das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, submetendo-as nesta data à aprovação do Conselho de Administração e ao exame do Conselho Fiscal. Com base na proposta do Conselho de Administração e na opinião do Conselho Fiscal, tais demonstrações contábeis serão submetidas à aprovação dos acionistas da Companhia.

3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia foram preparadas de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, e as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs).

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, os quais foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar.

As demonstrações contábeis foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pelas opções de ações outorgadas, obrigações com entidade de previdência privada e pela valorização de certos instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo, pela avaliação do ativo imobilizado ao seu custo atribuído (“*deemed cost*”), na data de transição para as práticas contábeis adotadas no Brasil alinhadas às IFRS em janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das suas demonstrações contábeis. Desta forma, as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração da Companhia na sua gestão.

3.2 Políticas contábeis e estimativas

As principais políticas contábeis e estimativas, aplicadas na preparação destas demonstrações contábeis, estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Estas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados.

3.3 Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

Na elaboração das demonstrações contábeis, a Companhia e suas controladas fazem o uso de julgamentos e estimativas, com base nas informações disponíveis, bem como adota premissas que impactam os valores das receitas, despesas, ativos e passivos, e as divulgações de passivos contingentes. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia e suas controladas adotam premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia e suas controladas são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios.

As principais premissas e estimativas utilizadas na elaboração das demonstrações contábeis e apresentadas nas notas explicativas são: perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PECLD, benefícios de aposentadoria, vida útil dos bens do imobilizado, provisão para processos judiciais e outros, perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração, impostos, valor justo de instrumentos financeiros e provisões para desmantelamento de ativos.

3.4 Perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração

A Companhia e suas controladas revisam, no mínimo anualmente, a existência de eventos ou mudanças que possam indicar deterioração no valor recuperável dos ativos não circulantes ou de longa duração. O valor recuperável é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a Administração avaliou que não há qualquer indicativo de que os valores contábeis se seus ativos não circulantes ou de longa duração, não serão recuperados através de operações futuras.

3.5 Base de preparação e apresentação

Continuidade operacional

Em 31 de dezembro de 2018, com base nos fatos e circunstâncias existentes nesta data, a Administração avaliou a capacidade da Companhia e de suas controladas em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de fluxo de caixa suficiente para honrar seus compromissos de curto prazo e, assim dar continuidade a seus

negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Esta afirmação é baseada nas expectativas da Administração em relação ao futuro da Companhia e de suas controladas, sendo consistentes com o seu plano de negócios. A Companhia e suas controladas preparam no início de cada exercício, Planos de Negócios Anual e Quinquenal, que compreendem os orçamentos anuais ou plurianuais, todos os planos de investimento de capital, os planos estratégicos e os programas de manutenção das instalações da Companhia e de suas controladas. Os planos são acompanhados durante o exercício pelos órgãos de governança da Companhia e de suas controladas, podendo sofrer alterações.

Segmento de negócios

Todas as decisões tomadas pela Administração da Companhia e de suas controladas são baseadas em relatórios consolidados, o suprimento e o fornecimento de energia são realizados utilizando-se uma rede integrada de geração, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Conseqüentemente, a Companhia e suas controladas concluíram que possuem apenas o segmento de geração de energia elétrica como passível de reporte.

Sistema Empresas.Net

Nos quadros individuais e consolidados da “Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido” do Sistema “Empresas.net” utilizados para fins de elaboração e envio de documentos à CVM e B3, o ajuste de avaliação patrimonial, embora não corresponda a “Outros Resultados Abrangentes”, está apresentado na coluna com esta indicação, visto que não há opção mais apropriada para a sua apresentação.

3.6 Moeda funcional e conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

(a) Moeda funcional e de apresentação

As demonstrações contábeis individuais e consolidadas foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia e de suas controladas. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

(b) Transações e saldos em moeda estrangeira

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia e de suas controladas, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional utilizando-se a taxa de câmbio na data base dos balanços.

3.7 Novos pronunciamentos em vigor em 01 de janeiro de 2018

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, a Companhia e suas controladas avaliaram seus efeitos e a conclusão é de que não há impactos em suas demonstrações contábeis.

3.8 Novos pronunciamentos que entrarão em vigor em 01 de janeiro de 2019

Dentre os novos pronunciamentos que entrarão em vigor em 01 de janeiro de 2019, a Companhia e suas controladas somente esperam impacto significativo na adoção do CPC 06 (R2) - Operações de arrendamento mercantil, demonstrado abaixo:

IFRS 16 - Operações de Arrendamento Mercantil. Substitui o CPC 06 (R1)/IAS 17: A norma estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem praticamente todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo a CPC 06 (R1)/IAS 17, ou seja, reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do arrendamento não seja significativo. Para o arrendador, a contabilização continuará segregada entre arrendamentos operacionais e financeiros.

Na adoção inicial deste pronunciamento, a Companhia optou por utilizar o método retrospectivo modificado, sem reapresentar os valores comparativos para o ano anterior à primeira adoção. Para implementação deste pronunciamento, ao longo do ano de 2018, a Companhia criou projeto interno e demandou esforços para implementação de sistema de TI e novos controles internos.

Os contratos incluídos no escopo de reconhecimento e mensuração foram segregados entre aluguel de terrenos (284 contratos) e aluguel de sedes administrativas (2 contratos). Para esses arrendamentos, a Companhia passará a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para os contratos de arrendamento mercantil. Adicionalmente, reconhecerá um custo de depreciação/amortização dos ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. Até 31 de dezembro de 2018, os pagamentos eram reconhecidos como despesas na demonstração do resultado, de forma linear, ao longo do prazo do arrendamento mercantil.

Para definição dos contratos a serem avaliados, a Companhia empregou os seguintes critérios: (i) contratos de arrendamento com duração igual ou superior a 12 meses; (ii) contratos de arrendamento de valor relevante.

Para determinação do valor justo de arrendamento, aplicou-se a uma taxa de desconto de 12,13% a.a. aos pagamentos mínimos previstos, considerando-se o prazo de vigência do contrato de arrendamento, da autorização ou da concessão, o que for menor.

Com base nas informações atualmente disponíveis, a Companhia e suas controladas esperam reconhecer na mensuração inicial do ativo de direito de uso e do passivo de arrendamento, consolidados, em 1º de janeiro de 2019, um montante entre R\$38.537 e R\$43.621. Adicionalmente, de acordo com as projeções, a adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 não afetará a capacidade da Companhia de cumprir os *covenants* financeiros dos contratos das debêntures, empréstimos e financiamentos, descritos na nota explicativa nº 15.8.

A Companhia estima que o lucro líquido do exercício de 2019 irá diminuir em aproximadamente R\$999. Espera-se que o EBITDA ajustado de 12 meses, utilizado para mensurar os *covenants*, aumente em aproximadamente R\$6.002, já que os pagamentos dos arrendamentos operacionais são incluídos no EBITDA. Adicionalmente, os ativos de direito de uso serão amortizados e os juros sobre o passivo de arrendamento impactarão o resultado financeiro.

As seguintes alterações de normas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações contábeis da Companhia e de suas controladas.

- IFRIC 23/ICPC 22: Incerteza sobre Tratamentos de Tributos sobre o Lucro.
- IFRS 9: Alterações de Características de Pré-Pagamento com Remuneração Negativa.
- CPC 18(R2): Alterações de Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto.
- CPC 33 / IAS 19: Alterações no Plano, Reduções ou Liquidação do Plano.
- Ciclo de melhorias anuais nas normas IFRS 2015-2017.
- Alterações nas referências à estrutura conceitual nas normas IFRS.
- IFRS 17 Contratos de Seguros.

3.9 Critérios de consolidação

Transações e saldos em transações entre a controladora e controladas ou entre as controladas são eliminados.

O exercício social das controladas incluídas na consolidação coincide com o da controladora, as políticas contábeis são aplicadas de forma uniforme àquelas utilizadas pelas controladoras e são consistentes com aquelas utilizadas no exercício anterior. As transações entre a controladora e empresas controladas são realizadas em condições estabelecidas entre as partes.

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da Companhia e de suas controladas, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia.

As seguintes entidades são consideradas como controladas e estão incluídas nas demonstrações contábeis consolidadas:

Descrição	Atividade	Sede	Participação	
			2018	2017
Controladas diretas:				
AES Tietê Inova Soluções de Energia Ltda. ("Tietê Inova")	Prestação de serviços	Barueri, SP	99%	99%
AES Tietê Integra Soluções em Energia Ltda. ("Tietê Integra")	Prestação de serviços	Bauru, SP	100%	100%
Nova Energia Holding S.A. ("Nova Energia")	Holding	Barueri, SP	100%	100%
Boa Hora 1 Geradora de Energia Solar S.A. ("Boa Hora 1")	Geração solar	Barueri, SP	100%	100%
Boa Hora 2 Geradora de Energia Solar S.A. ("Boa Hora 2")	Geração solar	Barueri, SP	100%	100%
Boa Hora 3 Geradora de Energia Solar S.A. ("Boa Hora 3")	Geração solar	Barueri, SP	100%	100%
AGV Solar IV Geradora de Energia S.A. ("AGV IV")	Geração solar	Ouroeste, SP	100%	100%
AGV Solar V Geradora de Energia S.A. ("AGV V")	Geração solar	Ouroeste, SP	100%	100%
AGV Solar VI Geradora de Energia S.A. ("AGV VI")	Geração solar	Ouroeste, SP	100%	100%
Guaimbê Solar Holding S.A. (Guaimbê Holding)	Holding	São Paulo, SP	100%	-
Controladas indiretas:				
AES Tietê Eólica Participações S.A. ("Tietê Eólica")	Holding	Barueri, SP	100%	100%
Centrais Eólicas da Prata S.A. ("Da Prata")	Geração eólica	Igapura, BA	100%	100%
Centrais Eólicas dos Araçás S.A. ("Araçás")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Morrão S.A. ("Morrão")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Seraíma S.A. ("Seraíma")	Geração eólica	Guanambi, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Tanque S.A. ("Tanque")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A. ("Ventos do Nordeste")	Geração eólica	Caetité, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Ametista S.A. ("Ametista")	Geração eólica	Guanambi, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Borgo S.A. ("Borgo")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Caetité S.A. ("Caetité")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Dourados S.A. ("Dourados")	Geração eólica	Guanambi, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Espigão S.A. ("Espigão")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Maron S.A. ("Maron")	Geração eólica	Caetite, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Pelourinho S.A. ("Pelourinho")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Pilões S.A. ("Pilões")	Geração eólica	Caetite, BA	100%	100%
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A. ("Serra do Espinhaço")	Geração eólica	Pindai, BA	100%	100%
Guaimbê I Parque Solar S.A. (Guaimbê I)	Geração solar	Guaimbê, SP	100%	-
Guaimbê II Parque Solar S.A. (Guaimbê II)	Geração solar	Guaimbê, SP	100%	-
Guaimbê III Parque Solar S.A. (Guaimbê III)	Geração solar	Guaimbê, SP	100%	-
Guaimbê IV Parque Solar S.A. (Guaimbê IV)	Geração solar	Guaimbê, SP	100%	-
Guaimbê V Parque Solar S.A. (Guaimbê V)	Geração solar	Guaimbê, SP	100%	-

4 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E INVESTIMENTOS DE CURTO PRAZO

Incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras de curto prazo com liquidez imediata e com risco insignificante de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, na data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa. Aqueles investimentos com vencimento

superior a três meses na data de sua aquisição são classificados na rubrica “investimentos de curto prazo”.

Os investimentos de curto prazo estão classificados como disponíveis para venda e devem ser mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados nas aplicações financeiras, são reconhecidos no resultado quando incorridos. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, não houve diferença significativa entre o valor das aplicações financeiras ajustado pelos juros e correção monetária e o seu valor justo, portanto não houve ganho ou perda apurado.

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Caixa e Equivalentes de caixa				
Numerário disponível	670	526	16.239	90.825
CDB-DI	-	-	-	-
Operação compromissada	102.921	43.768	136.577	43.768
Subtotal	103.591	44.294	152.816	134.593
Investimentos de curto prazo				
CDB-DI	698.277	396.599	731.157	398.982
Operação compromissada	-	376.934	-	376.934
Debêntures	-	151.232	-	151.232
Fundo de investimentos				
Letra financeira	56.709	55.918	56.709	55.918
LTN over	-	77.883	-	77.883
NTN over	39.485	-	39.485	-
CDB	22.154	1.459	22.154	1.459
Letra financeira subordinada	19.075	-	19.075	-
Letra financeira do tesouro	7.560	7.520	7.560	7.520
Nota comercial	5.008	-	5.008	-
Subtotal	848.268	1.067.545	881.148	1.069.928
Total	951.859	1.111.839	1.033.964	1.204.521

O saldo de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2018 está representado por operações com CDB e fundo de investimentos exclusivo com liquidez diária e com rentabilidade média consolidada no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 de 101,20% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI (102,04% no exercício findo em 31 de dezembro de 2017).

5 CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

Estes recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal e podem ser reduzidos por perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD). Os saldos de contas a receber incluem valores referentes ao suprimento de energia elétrica, incluindo transações no mercado de curto prazo.

O critério utilizado pela Companhia e suas controladas para constituir PECLD é de análise individual de contas julgadas de difícil recebimento. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia não constituiu PECLD, por entender que são baixas as probabilidades de não recebimento dos valores.

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
CIRCULANTE				
Consumidores livres	137.939	142.257	139.482	143.800
Leilão - Outras empresas	-	2.884	-	2.884
Mercado de curto prazo ⁽ⁱ⁾	240.103	112.896	275.293	141.546
Leilão de energia de reserva (LER)	-	-	16.346	10.243
Leilão de energia nova (LEN)	-	-	7.433	13.114
Serviços prestados	-	10	271	4.185
Subtotal	378.042	258.047	438.825	315.772
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD)	-	(2.777)	-	(2.777)
Saldo líquido de PECLD	378.042	255.270	438.825	312.995
NÃO CIRCULANTE				
Energia livre ⁽ⁱⁱ⁾	13.075	13.075	13.075	13.075
Subtotal	13.075	13.075	13.075	13.075
Total	391.117	268.345	451.900	326.070

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de aproximadamente 30 dias, contados a partir do primeiro dia do mês subsequente à venda.

- (i) As transações de energia no mercado de curto prazo (MRE e SPOT) são liquidadas de acordo com as regras de mercado e com as Resoluções da ANEEL. A energia de curto prazo normalmente é liquidada em até 60 dias após o mês de sua ocorrência. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui saldos pendentes de recebimentos, principalmente devido à inadimplência do setor causada por liminares que impedem a liquidação financeira de valores impactados pelo GSF. Com base em uma avaliação das garantias e histórico de recebimentos, a Companhia realizou uma análise deste contas a receber e concluiu que há evidências razoáveis de que os créditos serão recebidos e, dessa forma, nenhuma perda estimada em crédito de liquidação duvidosa foi registrada pela Companhia.
- (ii) A Resolução Normativa nº 387, de 15 de dezembro de 2009 da ANEEL, estabeleceu uma nova metodologia de cálculo dos saldos de Energia Livre e da Perda de Receita, para o período posterior ao encerramento da cobrança da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE nas tarifas de fornecimento.

Os recebimentos e pagamentos referentes à energia livre estão condicionados à decisão no final do mandado de segurança impetrado pela ABRADÉE, na qualidade de representante de suas associadas, contra os despachos ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.068/11, alegando que os mesmos afetam prejudicialmente toda a sistemática originalmente estabelecida na Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica.

A abertura de consumidores e revendedores por vencimento é como segue:

	Controladora					
	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Subtotal	PECLD	Saldo líquido de PECLD
		até 90 dias	mais de 90 dias			
CIRCULANTE						
Consumidores livres	137.939	-	-	137.939	-	137.939
Mercado de curto prazo	10.698	94.567	134.838	240.103	-	240.103
Total	148.637	94.567	134.838	378.042	-	378.042
Consolidado						
	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Subtotal	PECLD	Saldo líquido de PECLD
		até 90 dias	mais de 90 dias			
CIRCULANTE						
Consumidores livres	137.939	-	1.543	139.482	-	139.482
Mercado de curto prazo	14.045	103.812	157.436	275.293	-	275.293
Leilão de energia de reserva (LER)	16.346	-	-	16.346	-	16.346
Leilão de energia nova (LEN)	7.433	-	-	7.433	-	7.433
Serviços prestados	271	-	-	271	-	271
Total	176.034	103.812	158.979	438.825	-	438.825

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, os saldos de contas a receber vencidos estavam assim apresentados:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Circulante				
Até 90 dias	94.567	27.934	103.812	27.934
De 90 a 180 dias	134.838	10.675	154.885	10.675
De 180 a 360 dias	-	68.560	3.602	68.560
Acima de 360 dias	-	2.343	492	2.343
Total	229.405	109.512	262.791	109.512

As garantias sobre as vendas de energia no mercado de curto prazo são determinadas de acordo com as regras de mercado estabelecidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e ANEEL, respectivamente. A Companhia e suas controladas não requerem garantias adicionais sobre as vendas de energia no mercado de curto prazo, bem como, sobre os valores a receber relacionados à energia livre. Para outros detalhes sobre as garantias ver nota explicativa 30.3 (b.1).

Após o vencimento, há a incidência de multa de 2% sobre o valor das faturas em atraso, corrigidas monetariamente pela variação do IPCA ou IGPM (dependendo do tipo de contrato) desde a referida data de vencimento até a data do efetivo pagamento, sendo que sobre o valor total incidirão juros de 1% ao mês.

6 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização até o encerramento do exercício, quando então o imposto devido é devidamente apurado e compensado com as antecipações realizadas.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
CIRCULANTE				
Imposto de renda	6.489	4.207	11.350	5.141
Contribuição social	3.097	2.656	3.421	2.658
Imposto de renda retido na fonte	4.234	23.215	4.470	24.425
PIS e Cofins	-	-	1.027	-
Outros	2	-	1.591	479
Subtotal	13.822	30.078	21.859	32.703
NÃO CIRCULANTE				
ICMS	225	467	226	474
Subtotal	225	467	226	474
Total	14.047	30.545	22.085	33.177

7 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico aprovado pelos órgãos de Administração da Companhia e de suas controladas.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos, desde que sejam relacionados à mesma entidade jurídica e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo fiscal corrente contra o passivo fiscal corrente. Estes tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo “não circulante”, independente da expectativa de realização e exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

7.1 Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos ativos e passivos

	Controladora				Consolidado			
	Balanço Patrimonial		Resultado		Balanço Patrimonial		Resultado	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
O imposto de renda e contribuição social diferidos referem-se a:								
Tributos ativos:								
Provisão para participação nos lucros e resultados	3.574	2.920	654	(52)	3.607	2.949	658	(23)
Provisão para processos fiscais	4.567	2.595	1.972	1.413	4.567	2.595	1.972	1.413
Provisão para processos trabalhistas	1.755	1.639	116	356	1.755	1.639	116	356
Provisão de benefício a empregados	2.033	1.344	689	-	2.033	1.344	689	-
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	-	944	(944)	944	-	944	(944)	944
Provisão para redução ao provável valor de realização de ativos	2.028	2.028	-	-	2.028	2.028	-	1
Provisão para processos civis	13.570	12.358	1.212	(7)	13.570	12.358	1.212	(7)
Provisão para fornecedores de materiais e serviços	11.901	9.174	2.727	(3.016)	11.901	9.251	2.650	(2.939)
Ajuste avaliação atuarial (outros resultados abrangentes)	8.498	(398)	-	-	8.498	(398)	-	-
Provisões de meio ambiente	638	697	(59)	(3.334)	638	697	(59)	(3.334)
Ressarcimento de energia	-	-	-	-	1.244	1.501	(257)	(19)
Prejuízo fiscal e base negativa	-	1.636	(1.636)	(40.072)	-	1.636	(2.073)	(40.072)
Variação cambial não realizada	-	-	-	-	-	-	(4.283)	-
Outros	3.403	4.164	(761)	467	3.402	4.164	(761)	472
Tributos passivos:								
Ativo imobilizado - custo atribuído	(383.082)	(413.018)	29.936	29.351	(383.082)	(413.018)	29.936	29.351
Ativo intangível - uso do bem público	(10.061)	(10.976)	915	915	(10.061)	(10.976)	915	915
Hedge de Fluxo de caixa (outros resultados abrangentes)	(926)	(321)	-	-	(926)	(321)	-	-
Instrumentos financeiros financeiros derivativos	-	(644)	644	(644)	-	(644)	644	(644)
Atualização de depósito judicial	(181)	(41)	(140)	(41)	(181)	(41)	(140)	(41)
Atualização cauções e depósitos vinculados	(1.919)	(947)	(972)	(947)	(1.919)	(947)	(972)	(947)
Ressarcimento de energia	-	-	-	-	(74)	(44)	251	34
Ativo imobilizado - taxa de depreciação	(23.386)	(22.536)	(849)	1.454	(23.386)	(22.536)	(850)	1.454
Ativo (Passivo) fiscal diferido, líquido	(367.588)	(409.382)	33.504	(13.213)	(366.386)	(407.819)	28.704	(13.086)
Benefício fiscal gerado pela incorporação do ágio - nota nº 8			(17.346)	(18.743)			(17.346)	(18.743)
Despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos			16.158	(31.956)			11.358	(31.829)
Tributos diferidos ativos	51.967	39.101			53.243	40.708		
Tributos diferidos passivos	(419.555)	(448.483)			(419.629)	(448.527)		
Passivo fiscal diferido, líquido	(367.588)	(409.382)			(366.386)	(407.819)		

Apresentação no balanço patrimonial consolidado

Ativo líquido	1.276
Passivo líquido	(367.662)
Total	(366.386)

Os tributos diferidos são apresentados pelo valor líquido, obedecida a distribuição a seguir:

Companhias	Ativo	Passivo	Ativo (Passivo) líquido
Controladora	51.967	(419.555)	(367.588)
AES Tietê Integra	33	-	33
Ametista	177	-	177
Araças	138	-	138
Borgo	66	-	66
Caetite	109	-	109
Da prata	28	-	28
Dourados	156	-	156
Espigão	34	-	34
Maron	95	-	95
Morrão	71	-	71
Pelourinho	81	-	81
Pilões	149	-	149
Seraíma	78	-	78
Serra do espinhaço	61	-	61
Tanque	-	(14)	(14)
Ventos do nordeste	-	(60)	(60)
Consolidado	53.243	(419.629)	(366.386)

A movimentação dos saldos de tributos e contribuições sociais diferidos é como segue:

Movimentação dos tributos diferidos	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(393.757)	(393.757)
Impacto no resultado	(13.213)	(13.086)
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	(2.412)	(2.412)
Saldos provenientes da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II	-	1.436
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(409.382)	(407.819)
Impacto no resultado	33.504	28.704
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	8.290	8.290
Saldos provenientes da aquisição do Complexo Solar Guaimbê	-	4.439
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(367.588)	(366.386)

7.2 Estimativa de recuperação de créditos

Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros a ser submetido à aprovação do Conselho de Administração e examinado pelo Conselho Fiscal da Companhia, em 26 de fevereiro de 2019. Segue abaixo estimativa de realização dos tributos diferidos ativos registrados em 31 de dezembro de 2018:

	Controladora			Consolidado		
	Tributos e contribuições sociais diferidos	Créditos fiscais de ágios incorporados (*)	Total	Tributos e contribuições sociais diferidos	Créditos fiscais de ágios incorporados (*)	Total
2019	13.636	16.095	29.731	24.296	16.095	40.391
2020	3.435	14.865	18.300	3.676	14.865	18.541
2021	4.105	13.770	17.875	3.651	13.770	17.421
2022	4.323	12.730	17.053	3.999	12.730	16.729
2023	14.258	11.787		13.684	11.787	
2024 a 2026	2.846	30.321	33.167	989	30.321	31.310
2027 a 2029	9.364	24.008	33.372	2.948	24.008	26.956
Total	51.967	123.576	149.498	53.243	123.576	151.348

(*) Para maiores detalhes sobre a natureza desse crédito tributário, vide nota explicativa nº 8.

A Companhia estima que os saldos em 31 de dezembro de 2018, referentes aos impostos diferidos ativos, serão recuperados através de geração de lucros tributáveis futuros pelo prazo da concessão, que se encerra em 2029.

As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia foram baseados nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia e não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimento. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos.

7.3 A composição da base de cálculo e a conciliação do imposto de renda e contribuição social é a seguinte:

	Controladora				Consolidado			
	2018		2017		2018		2017	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
a) Composição dos tributos no resultado:								
Na rubrica de tributos:								
Corrente	(93.686)	(35.537)	(66.269)	(25.285)	(100.358)	(39.051)	(69.543)	(27.123)
Diferidos	11.367	4.791	(23.707)	(8.249)	8.045	3.313	(23.624)	(8.205)
Total	(82.319)	(30.746)	(89.976)	(33.534)	(92.313)	(35.738)	(93.167)	(35.328)
b) Demonstração do cálculo dos tributos:								
Resultado antes dos tributos	401.028	401.028	421.787	421.787	416.014	416.014	426.772	426.772
Adições (exclusões):								
Juros sobre o capital próprio	(47.363)	(47.363)	(49.668)	(49.668)	(47.363)	(47.363)	(49.668)	(49.668)
Doações	3.803	3.803	4.088	4.088	3.803	3.803	4.088	4.088
Resultado de equivalência patrimonial (nota 10)	(14.434)	(14.434)	(8.754)	(8.754)	-	-	-	-
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	518	518	4.497	4.497	518	518	4.497	4.497
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(3.738)	(3.738)	(3.288)	(3.288)	(3.738)	(3.738)	(3.288)	(3.288)
Ajuste lucro presumido	-	-	-	-	(97.565)	(84.355)	(56.375)	(50.035)
Prejuízo fiscal e base negativa sem imposto diferido constituído	-	-	-	-	105.613	105.611	56.176	56.178
Amortização da mais valia em combinação de negócios	6.189	6.189	-	-	7.550	7.550	-	-
Amortização de direitos contratuais, exploração e autorização	4.029	4.029	-	-	4.029	4.029	-	-
Outras	(5.845)	(5.841)	6.068	6.075	2.663	(2.230)	6.024	6.119
Total das adições (exclusões)	(56.841)	(56.837)	(47.057)	(47.050)	(32.158)	(16.175)	(38.546)	(32.109)
Resultado ajustado	344.187	344.191	374.730	374.737	383.856	399.839	388.226	394.663
Alíquota	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Tributos	(86.047)	(30.977)	(93.683)	(33.726)	(95.964)	(35.986)	(97.057)	(35.520)
Incentivos fiscais	3.807	-	3.150	-	3.702	-	3.150	-
Ajuste de anos anteriores (P&D)	(103)	231	533	192	(103)	231	533	192
Outros	24	-	24	-	52	17	207	-
Total da despesa com tributos	(82.319)	(30.746)	(89.976)	(33.534)	(92.313)	(35.738)	(93.167)	(35.328)
Alíquota efetiva	20,5%	7,7%	21,3%	8,0%	22,2%	8,6%	21,8%	8,3%

7.4 Composição dos prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias sem diferido constituído:

	Consolidado	
	2018	2017
Prejuízos fiscais	386.709	271.643
Base negativa de contribuição social	386.709	271.643

Os impostos diferidos ativos não foram reconhecidos tendo em vista que esses prejuízos e bases negativas de contribuição social são substancialmente detidos por empresa holding, cujos resultados são majoritariamente gerados por despesas financeiras dedutíveis e resultados não tributáveis de equivalência patrimonial decorrente de investimentos em controladas.

8 CRÉDITOS FISCAIS DE ÁGIOS INCORPORADOS

Os créditos fiscais de ágios incorporados classificados no ativo não circulante referem-se aos benefícios fiscais gerados pelas incorporações dos ágios das controladoras AES Gás Ltda., AES Tietê Participações S.A. e AES Brazilian Energy Holdings S.A. e estão registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM 319/99 e 349/01.

Os ágios e as correspondentes provisões são amortizados pelo prazo de concessão da Companhia, de acordo com a curva de expectativa de rentabilidade futura estabelecida pela ANEEL, através do Ofício 87, de 16 de janeiro de 2004.

Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais da Companhia apresentam contas específicas relacionadas com o ágio incorporado, provisão para reserva especial de ágio, no patrimônio líquido, e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, no resultado do exercício. Em 31 de dezembro de 2018 e 2017, os saldos estavam assim representados:

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado			
	2018			2017
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
AES Brazilian Energy Holdings Ltda				
Saldos oriundos da incorporação	319.564	(210.912)	108.652	108.652
Amortização acumulada	(99.981)	65.988	(33.993)	(23.518)
Subtotal	219.583	(144.924)	74.659	85.134
AES Gás Ltda.				
Saldos oriundos da incorporação	808.304	(541.564)	266.740	266.740
Amortização acumulada	(676.400)	452.848	(223.552)	(217.489)
Subtotal	131.904	(88.716)	43.188	49.251
AES Tietê Participações S.A.				
Saldos oriundos da incorporação	82.420	(54.397)	28.023	28.023
Amortização acumulada	(65.570)	43.276	(22.294)	(21.486)
Subtotal	16.850	(11.121)	5.729	6.537
Total	368.337	(244.761)	123.576	140.922

A movimentação dos créditos fiscais do ágio incorporado é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	159.665
Amortização	(55.866)
Reversão	37.123
Saldo em 31 de dezembro de 2017	140.922
Amortização	(51.703)
Reversão	34.357
Saldo em 31 de dezembro de 2018	123.576

A amortização do ágio traz impacto nulo no resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

O montante de benefício fiscal já utilizado pela Companhia e, portanto, disponível para capitalização é de R\$57.962 em 31 de dezembro de 2018. A Companhia atualiza o montante do benefício fiscal disponível para capitalização ao término de cada exercício social, quando da apuração final do imposto de renda e contribuição social a pagar, levando em consideração a redução efetiva dos tributos pagos. A capitalização deverá ocorrer de acordo com o cronograma definido em contrato assinado entre AES Brasil e BNDES, após aprovação em Assembleia Geral Ordinária (AGO), observadas as seguintes regras: (i) o saldo disponível para capitalização, nos termos da Instrução CVM nº 319/99, for igual ou superior a R\$50.000 e (ii) tenham se passado três anos da última capitalização, o que ocorrer primeiro.

9 CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
CIRCULANTE				
Garantias de compromissos contratuais (ii)	35.410	678	35.410	678
Garantias de financiamento (i)	-	-	38.380	6.878
Subtotal	35.410	678	73.790	7.556
NÃO CIRCULANTE				
Garantias de financiamento (i)	2.078	-	92.202	75.629
Cauções e depósitos vinculados (nota 19.1)	13.735	7.218	13.735	7.218
Garantias de compromissos contratuais (iii)	53.828	130.785	53.828	130.785
Subtotal	69.641	138.003	159.765	213.632
Total	105.051	138.681	233.555	221.188

(i) Com a finalidade de garantir os pagamentos das obrigações dos contratos de financiamentos e escritura de debêntures celebrados entre o Complexo Eólico Alto Sertão II e BNDES, Banco do Brasil e agente fiduciário, foi firmado “Contrato de direitos creditórios, administração de contas e outras avenças”, obrigando o Complexo Eólico Alto Sertão II a manter em conta vinculada as seguintes contas reservas, durante todo o prazo de vigência do contrato de financiamento: (a) Reservas de O&M, que deverá ser mantida com finalidade de garantir os pagamentos das obrigações dos contratos de operação e manutenção; (b) Reservas especiais individuais de titularidade de cada um dos parques, destinada a receber a totalidade dos recursos excedentes advindos das contas centralizadoras mantidas com o banco e não movimentável; (c) Reserva Banco do Brasil, Reserva BNDES e Reserva debêntures, destinando-se ao pagamento das prestações de amortização de principal e dos acessórios.

As contas vinculadas mencionadas acima nos itens (a) e (c) devem possuir saldo como garantia às obrigações. Em relação ao item (c), a Reserva Banco do Brasil e a Reserva BNDES devem possuir saldo equivalente a três meses do serviço da dívida, enquanto que a Reserva debêntures deve possuir saldo equivalente a uma parcela de serviço da dívida, paga semestralmente. Em 31 de dezembro de 2018, esses compromissos financeiros estão sendo cumpridos. Os saldos referem-se basicamente a aplicações financeiras de fundo de investimentos, com rentabilidade média de 97,12% do CDI, cuja aplicação somente poderá ser movimentada mediante autorização expressa dos credores.

(ii) Depósito de garantias para litígios, *earn-out* e indenização geral dos vendedores oriundas da aquisição do Complexo Alto Sertão II, conforme condição precedente do Memorando de Fechamento assinado entre as partes.

Os saldos referem-se, basicamente, a aplicações financeiras em fundo de investimentos, com rentabilidade média de 97,87% do CDI, cuja aplicação somente poderá ser movimentada mediante autorização expressa dos vendedores.

A movimentação dos cauções e depósitos vinculados nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 são como segue:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2016	5.108	5.108
Efeito da aquisição do Complexo Alto Sertão II	-	71.228
Adições	131.775	459.561
Atualizações	3.259	6.842
Baixas e resgates	(1.461)	(321.551)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	138.681	221.188
Adições	8.075	61.071
Atualizações	7.884	12.024
Baixas e resgates ⁽ⁱ⁾	(49.589)	(60.728)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	105.051	233.555

- (i) Em agosto de 2018, houve decisão desfavorável em relação à arbitragem B (vide nota explicativa nº 19.1 (e)), e após acordo entre as partes, foi efetuado resgate de garantias contratuais previstas no SPA, no montante de R\$48.433. Ainda, ficou acordado que os valores depositados nas contas garantia referentes ao *Earn-out*, garantias de litígios e indenização geral serão comunicáveis entre si e garantirão o pagamento de quaisquer obrigações de indenizações dos vendedores.

10 INVESTIMENTOS

A Companhia detém investimentos em empresas controladas direta e indiretamente. Esses investimentos são avaliados com base no método de equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor de custo. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades.

Na controladora os intangíveis decorrentes de combinação de negócios e da aquisição de ativos classificados como direitos de exploração de autorização e direitos contratuais são incluídos no valor contábil do investimento, inicialmente mensurado pelo seu valor justo e amortizado com base no prazo remanescente de autorização ou do contrato. Já na demonstração consolidada, esses valores são apresentados na rubrica de intangível.

	Controladora	
	2018	2017
Participações societárias permanentes:		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	1.610.479	560.446
Direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios e de aquisição de ativos (i)	32.605	42.661
Direitos contratuais decorrentes de aquisição de ativos (ii)	56.443	59.289
Ajustes a valor justo do investimento adquirido	98.078	82.826
Total	1.797.605	745.222

- (i) Refere-se ao direito de autorização de geração dos Complexos Boa Hora e Alto Sertão II, amortizados no prazo remanescente de autorização. Vide notas explicativas nº 1 e 12.
- (ii) Refere-se ao direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER) do Complexo Solar Boa Hora, amortizado com base no prazo dos contratos de leilão de energia. Vide notas explicativas nº 1 e 12.

A movimentação dos investimentos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 são como segue:

	Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	Direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios e de aquisição de ativos	Direitos contratuais decorrentes de aquisição de ativos	Ajustes a valor justo do investimento adquirido	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	-	-	-	-	-
Equivalência patrimonial	8.754	-	-	-	8.754
Direitos contratuais (nota 12)	-	-	60.000	-	60.000
Direito de exploração e autorização (nota 12)	-	15.000	-	-	15.000
Amortização dos direitos contratuais, exploração e autorização	-	(112)	(711)	-	(823)
Aumento de capital	119.502	-	-	-	119.502
Acervo líquido adquirido	432.190	-	-	-	432.190
Intangível gerado na combinação de negócios	-	27.946	-	-	27.946
Amortização do intangível e da mais valia gerado na combinação de negócios	-	(173)	-	(3.014)	(3.187)
Ativos e passivos avaliados ao seu valor justo em combinação de negócios	-	-	-	85.840	85.840
Saldo em 31 de dezembro de 2017	560.446	42.661	59.289	82.826	745.222
Equivalência patrimonial	14.434	-	-	-	14.434
Amortização dos direitos contratuais, exploração e autorização	-	(544)	(2.846)	-	(3.390)
Aumento de capital (i)	1.035.599	-	-	-	1.035.599
Realização do valor justo gerado na combinação de negócios	-	-	-	21.441	21.441
Intangível gerado na combinação de negócios	-	(8.873)	-	-	(8.873)
Amortização do intangível e da mais valia gerado na combinação de negócios	-	(639)	-	(6.189)	(6.828)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.610.479	32.605	56.443	98.078	1.797.605

Movimentação dos investimentos	Nova Energia	Boa Hora 1	Boa Hora 2	Boa Hora 3	Tietê Integra	Tietê Inova	Guaimbê Holding	AGV Solar IV	AGV Solar V	AGV Solar VI	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equivalência patrimonial	8.464	-	-	-	290	-	-	-	-	-	8.754
Direitos contratuais (nota 12)	-	20.000	20.000	20.000	-	-	-	-	-	-	60.000
Direito de exploração e autorização (nota 12)	-	5.000	5.000	5.000	-	-	-	-	-	-	15.000
Amortização dos direitos contratuais, exploração e autorização	-	(274)	(274)	(274)	-	-	-	-	-	-	(823)
Aumento de capital	49.652	19.367	19.367	26.116	5.000	-	-	-	-	-	119.502
Acervo líquido adquirido	432.190	-	-	-	-	-	-	-	-	-	432.190
Intangível gerado na combinação de negócios	27.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.946
Amortização do intangível e da mais valia gerado na combinação de negócios	(3.187)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.187)
Ativos e passivos avaliados ao seu valor justo em combinação de negócios	85.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85.840
Saldo em 31 de dezembro de 2017	600.905	44.093	44.093	50.842	5.290	-	-	-	-	-	745.222
Equivalência patrimonial	5.108	3.966	4.330	3.060	296	631	3.828	(1.731)	(2.371)	(2.683)	14.434
Aumento de capital (i)	47.272	59.687	58.017	80.806	-	32.831	660.518	30.256	54.241	11.971	1.035.599
Amortização dos direitos contratuais, exploração e autorização	-	(1.130)	(1.130)	(1.130)	-	-	-	-	-	-	(3.390)
Amortização do intangível e da mais valia gerado na combinação de negócios	(6.828)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.828)
Realização do valor justo gerado na combinação de negócios (ii)	21.441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.441
Intangível gerado na combinação de negócios (iii)	(8.873)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.873)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	659.025	106.616	105.310	133.578	5.586	33.462	664.346	28.525	51.870	9.288	1.797.605

- (i) Os aumentos de capital na controlada Guaimbê Holding estão compostos da seguinte forma:
- (i) R\$631.168 referente à aquisição do Complexo Solar Guaimbê, sendo: R\$491.749 referente à capitalização das debêntures (R\$470.000 de principal e R\$21.749 de encargos financeiros), R\$137.292 relacionado ao pagamento pela aquisição das ações representativas do capital social das SPE's do Complexo Solar Guaimbê e R\$2.127 referente aos custos de transação incorridos na aquisição deste Complexo e (ii) R\$29.350 destinados para reforço de capital de giro.
- (ii) Realização do passivo contingente avaliado ao seu valor justo na combinação de negócios, conforme acordo e pagamento de procedimento arbitral ("arbitragem B") detalhado na nota explicativa nº 19.1.
- (iii) Alteração do intangível gerado na combinação de negócios, no montante de R\$8.873, detalhado na nota explicativa nº 1.1 - Combinação de negócios pela aquisição de conjunto de parques eólicos.

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas abaixo:

Controladas	Quantidade de quotas do capital social	Quantidade de ações do capital social	Percentual de participação	Valor do capital social	Valor do patrimônio líquido	Valor do patrimônio líquido ajustado ⁽ⁱ⁾	Lucro (prejuízo) líquido do período	Lucro (prejuízo) líquido do período ajustado ⁽ⁱⁱ⁾
Nova Energia	-	596.756.905	100%	693.682	542.687	542.687	5.108	5.108
Guaimbê Solar Holding	-	631.168.801	100%	660.518	664.346	664.346	3.828	3.828
Tietê Integra	5.000.100	-	100%	5.000	5.587	5.587	296	296
Tietê Inova	23.360.075	-	99%	32.831	33.197	33.462	367	631
Boa Hora 1	-	8.007.023.495	100%	80.070	80.114	82.993	1.054	3.966
Boa Hora 2	-	7.840.217.655	100%	78.402	78.904	81.783	1.455	4.330
Boa Hora 3	-	10.794.090.022	100%	107.941	107.059	109.937	129	3.060
AGV Solar IV	-	99.000.500	100%	30.256	28.373	28.525	(1.883)	(1.731)
AGV Solar V	-	99.000.500	100%	54.241	51.719	51.871	(2.523)	(2.371)
AGV Solar VI	-	76.600.500	100%	11.971	9.136	9.288	(2.835)	(2.683)

- (i) **Juros capitalizados:** Com o objetivo de financiar principalmente a construção de novos parques solares, a Companhia captou recursos por meio de debêntures de longo prazo. Em função do ativo qualificável estar registrado nas controladas e os financiamentos na Companhia, nas demonstrações contábeis individuais, a capitalização foi reconhecida nas rubricas “Investimentos” em contrapartida ao “Resultado de equivalência patrimonial”. Já nas demonstrações contábeis consolidadas, está apresentado como “Imobilizado, líquido” em contrapartida ao resultado financeiro, na rubrica “Juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso”.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, foram capitalizados custos de empréstimos nas controladas do Complexo Solar Boa Hora, Complexo Solar Água Vermelha e Tietê Inova, nos montantes de R\$8.635, R\$457 e R\$265, respectivamente. Para melhor apresentação dessas informações, os juros capitalizados foram ajustados na tabela acima em “Valor do patrimônio líquido ajustado” e “Lucro (prejuízo) líquido do período ajustado”.

11 IMOBILIZADO

A Companhia e suas controladas utilizam os critérios definidos na Resolução ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, e os preceitos do laudo de avaliação elaborado para fins de determinação do custo atribuído na determinação da vida útil estimada dos bens do ativo imobilizado, sendo que, no julgamento da Administração, tais vidas úteis refletem, significativamente, a vida útil econômica dos ativos. Conseqüentemente, os valores residuais dos bens do imobilizado resultam da aplicação das vidas úteis definidas e os resultantes valores residuais que incluem o projeto básico, espelhando o direito de indenização ao final do contrato de concessão com base na melhor estimativa da administração da Companhia e de suas controladas, inclusive amparada em posicionamento de seus assessores legais, quanto à legislação em vigor.

Os bens do ativo imobilizado da Companhia foram avaliados ao custo atribuído (“*deemed cost*”) na data de transição para as normas internacionais de contabilidade, em 1º de janeiro de 2009 e pelos ativos adquiridos na combinação de negócios, que foram mensurados inicialmente a valor justo na data de aquisição, deduzidos das respectivas depreciações, à exceção de terrenos que não são depreciados. A vida útil dos bens foi revisada em conjunto com a valorização dos ativos ao seu custo atribuído.

A depreciação é calculada pelo método linear, por componente. O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revisados no encerramento de cada exercício e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso. A estimativa do valor residual do imobilizado leva em consideração a melhor estimativa da Administração da Companhia, inclusive amparada em posicionamento de seus assessores legais, quanto à legislação aplicável para concessões no tocante ao direito de indenização dos ativos remanescentes, inclusive o projeto básico de geração, e não amortizados ao final da concessão.

Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, essas partes são reconhecidas como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando é vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado pelo seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo são incluídos na demonstração do resultado, no exercício em que o ativo for baixado.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido em “Outras despesas operacionais” na demonstração do resultado.

A Companhia e suas controladas agregam, mensalmente, os juros incorridos sobre as debêntures, empréstimos e financiamentos ao custo do ativo imobilizado em curso, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção do ativo imobilizado até a data em que o ativo subjacente esteja disponível para utilização; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa mensal das debêntures aplicada sobre o ativo imobilizado em curso do mês; (c) os juros totais capitalizados não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo imobilizado aos quais foram incorporados. Os valores dos juros capitalizados às contas do ativo imobilizado durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, estão apresentados nas notas explicativas nº 10 e 28.

A provisão para desmantelamento de ativos refere-se aos custos e despesas a serem incorridos, assim como a obrigação que a entidade deverá liquidar, no futuro, para retirada de serviço dos seus ativos de longo prazo do Complexo Eólico Alto Sertão II. A mensuração inicial é reconhecida como um passivo descontado a valor presente e, posteriormente, através do acréscimo de despesas financeiras ao longo do tempo. O custo de desativação de ativos equivalente ao passivo inicial é capitalizado como parte do valor contábil do ativo sendo depreciado durante o período de vida útil do ativo.

a) A composição do ativo imobilizado é a seguinte:

	Controladora			
	2018			2017
	Taxas médias anuais de depreciação (%)	Custo	Depreciação acumulada	Saldo líquido
Terrenos	-	411.781	-	411.781
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	2.920.491	(1.933.617)	986.874
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,4%	670.499	(480.625)	189.874
Máquinas e equipamentos	3,7%	2.110.830	(829.366)	1.281.464
Veículos	15,3%	8.969	(6.277)	2.692
Móveis e utensílios e outros	6,6%	7.159	(3.953)	3.206
Imobilizado em serviço		6.129.729	(3.253.838)	2.875.891
Imóveis destinados a uso futuro		2.099	-	2.099
Imobilizado em curso ⁽ⁱ⁾		33.939	-	33.939
Bens vinculados às concessão e autorizações		6.165.767	(3.253.838)	2.911.929
Obrigações especiais		-	-	(4.781)
Equipamentos de informática (Arrendamento financeiro)	25,0%	2.024	(1.272)	752
Total Imobilizado		6.167.791	(3.255.110)	2.912.681

	Consolidado			
	2018			2017
	Taxas médias anuais de depreciação (%)	Custo (ii)	Depreciação acumulada	Saldo líquido
Terrenos	-	414.284	-	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	2.920.491	(1.933.617)	986.874
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,4%	745.485	(483.869)	261.616
Máquinas e equipamentos	3,6%	4.330.195	(956.274)	3.373.921
Veículos	12,9%	8.969	(6.277)	2.692
Móveis e utensílios e outros	6,5%	7.177	(3.957)	3.220
Imobilizado em serviço		8.426.601	(3.383.994)	5.042.607
Imóveis destinados a uso futuro		2.099	-	2.099
Imobilizado em curso ⁽ⁱ⁾		441.833	-	441.833
Bens vinculados às concessão e autorizações		8.870.533	(3.383.994)	5.486.539
Obrigações especiais		-	-	(4.781)
Equipamentos de informática (Arrendamento financeiro)	25,0%	2.024	(1.272)	752
Total Imobilizado		8.872.557	(3.385.266)	5.487.291

(i) O saldo de imobilizado em curso é composto, principalmente, pela construção dos Complexos Solares e gastos com a modernização em algumas de suas unidades geradoras.

Esses ativos serão classificados como imobilizado em serviço assim que entrarem e/ou retornarem para suas operações.

- (ii) Entre os elementos que compõem o custo de cada item do imobilizado dos ativos eólicos, estão incluídos os custos de desmontagem, remoção e restauração do local no qual este estão localizados, no montante de R\$12.530. Vide nota explicativa nº 21.

(b) Movimentação do ativo imobilizado

A movimentação do ativo imobilizado nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 é como segue:

	Controladora						Saldo em 31 de dezembro de 2018
	Saldo em 31 de dezembro de 2017	Adições	Baixas	Transferências	Juros capitalizados	Outras mutações (ii)	
Terrenos (i)	411.781	-	-	-	-	-	411.781
Reservatórios, barragens e adutoras	2.906.481	-	(1.188)	15.198	-	-	2.920.491
Edificações, obras civis e benfeitorias	669.088	-	(71)	1.482	-	-	670.499
Máquinas e equipamentos	2.025.232	-	(2.183)	87.781	-	-	2.110.830
Veículos	8.502	1.871	(1.404)	-	-	-	8.969
Equipamentos de informática, móveis e utensílios e outros	8.085	-	-	1.098	-	-	9.183
Em curso	87.274	50.577	-	(105.559)	1.647	-	33.939
Obrigações especiais e imóveis destinados a uso futuro	(2.682)	-	-	-	-	4.781	2.099
Subtotal	6.113.761	52.448	(4.846)	-	1.647	4.781	6.167.791
Depreciação	(3.085.710)	(172.632)	3.232	-	-	-	(3.255.110)
Total líquido	3.028.051	(120.184)	(1.614)	-	1.647	4.781	2.912.681

	Consolidado							Saldo em 31 de dezembro de 2018	
	Saldo em 31 de dezembro de 2017	Adições	Provisão para desmantelamento	Baixas	Transferências	Efeito da aquisição de ativos Complexo Solar Guaimbé (nota 1)	Juros capitalizados		Outras mutações (ii)
Terrenos (i)	414.284	-	-	-	-	-	-	-	414.284
Reservatórios, barragens e adutoras	2.906.481	-	-	(1.188)	15.198	-	-	-	2.920.491
Edificações, obras civis e benfeitorias	717.608	-	2.098	(71)	1.482	24.368	-	-	745.485
Máquinas e equipamentos	3.678.930	-	10.432	(4.615)	102.814	542.634	-	-	4.330.195
Veículos	8.502	1.871	-	(1.404)	-	-	-	-	8.969
Equipamentos de informática, móveis e utensílios e outros	8.103	-	-	-	1.098	-	-	-	9.201
Em curso	112.582	450.038	-	(44)	(120.592)	13	11.004	(11.168)	441.833
Obrigações especiais e imóveis destinados a uso futuro	(2.682)	-	-	-	-	-	-	4.781	2.099
Subtotal	7.843.808	451.909	12.530	(7.322)	-	567.015	11.004	(6.387)	8.872.557
Depreciação	(3.121.666)	(266.557)	(274)	3.231	-	-	-	-	(3.385.266)
Total líquido	4.722.142	185.352	12.256	(4.091)	-	567.015	11.004	(6.387)	5.487.291

- (i) Saldo líquido da provisão para redução ao provável valor de realização do ativo, no valor de R\$5.963.

- (ii) R\$4.781 refere-se a obrigações especiais, transferidas para o passivo circulante e não circulante na rubrica "Outras obrigações", em função da publicação do Decreto 9022/2017. Este saldo está sendo amortizado de forma linear e será concluído até 31 de dezembro de 2026. Vide nota explicativa nº 21.

(c) Dos bens vinculados à concessão e autorizações

Os bens e as instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, e que são vinculados à concessão, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

São previstos o oferecimento em garantia dos direitos emergentes da outorga e bens constituídos pela geradora eólica ou solar sem autorização da ANEEL, desde que a eventual execução da garantia não comprometa a continuidade da geração de energia elétrica. Já a transferência de outorga ou do controle societário deve ser precedida de anuência prévia.

Em 31 de dezembro de 2018 e 2017 os ativos da Companhia e suas controladas que possuem essas características, são:

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Concessão	2.863.939	2.982.746	2.863.939	2.982.746
Autorizações	45.891	47.238	2.620.501	1.741.329
Imóveis destinados a uso futuro	2.099	2.099	2.099	2.099
Total	2.911.929	3.032.083	5.486.539	4.726.174

(d) Contrato de concessão

Em 20 de dezembro de 1999, foi firmado o contrato de concessão nº 92/99 (ANEEL - Tietê) com o objeto da produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, por meio das centrais geradoras descritas na nota explicativa nº 1 e das instalações de transmissão de interesse restrito a essas centrais geradoras.

O prazo de vigência do referido contrato é de 30 anos, contado a partir da data de sua assinatura, o qual poderá ser prorrogado mediante requerimento que deve ser apresentado ao Poder Concedente em até 36 meses antes do término do prazo do contrato. A ANEEL deverá se manifestar sobre o requerimento da prorrogação até o 18º mês anterior ao término do prazo da concessão. O deferimento do requerimento levará em consideração o cumprimento dos requisitos de exploração adequada.

O contrato de concessão estabelece que a energia elétrica seja comercializada pela Concessionária, tendo em vista sua condição de Produtor Independente, observadas as condições estabelecidas no contrato de concessão e na legislação específica.

Além disso, o contrato de concessão estabeleceu encargos relacionados ao cumprimento dos termos do contrato; do Edital de Privatização; da legislação sobre a exploração de potenciais hidráulicos; à manutenção das operações; dos equipamentos das usinas e de pessoal técnico apropriado; bem como observar as regulamentações setoriais, ambientais (obrigação de reflorestamento, preservação das margens, povoamento de peixes, entre outros) e a legislação vigente aplicáveis à Companhia, de modo a assegurar a continuidade, regularidade e eficiência da exploração dos aproveitamentos hidrelétricos.

Especificamente sobre o termo final do contrato, a subcláusula 2ª da cláusula 11 do contrato de concessão estabelece que no advento deste termo, os bens e as instalações vinculados à produção independente de energia elétrica nos aproveitamentos hidrelétricos passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados e apurados por fiscalização da ANEEL.

Em 23 de março de 2016, foi firmado o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 92/1999 que teve por objetivo transferir o Contrato de Concessão nº 92/1999-ANEEL para a AES Tietê Energia S.A nos termos aprovados pela Resolução Autorizativa nº 5.433, de 25 de agosto de 2015.

É entendimento dessa Administração, baseada na avaliação de seus consultores jurídicos, de que o valor residual dos bens não amortizados (inclusive dos terrenos, que não são depreciados ao longo do período da concessão), sejam eles vinculados ao denominado “Projeto Básico”, ou advindos de investimentos posteriores, serão substancialmente indenizados pelo Poder Concedente, em caso de finalização do Contrato de Concessão.

(e) Autorizações

No final do prazo das autorizações das PCHs, os bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica, não havendo prorrogação, passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, apurada por fiscalização da ANEEL. Desta forma, nenhuma obrigação relacionada à retirada destes bens foi registrada no balanço da Companhia.

Em relação aos bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica das usinas eólicas e solares, não será devida indenização dos investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente remover as instalações.

12 INTANGÍVEL

Ativos intangíveis são registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em combinação de negócio, menos a amortização acumulada e perdas acumuladas de valor recuperável. Esses intangíveis possuem vidas úteis definidas com base nos contratos comerciais, de concessão ou autorização, são amortizados pelo método linear ao longo da vida útil econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisados no mínimo ao final de cada exercício social.

Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo intangível, quando existentes, são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa do ativo.

A composição da conta intangível é a seguinte:

	Controladora				
	2018			2017	
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Uso do bem público (UBP)	3,7%	73.174	(43.582)	29.592	32.283
Software e outros intangíveis	20,0%	47.397	(34.278)	13.119	9.993
		120.571	(77.860)	42.711	42.276

	Consolidado				
	2018			2017	
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Uso do bem público (UBP) (i)	3,7%	73.174	(43.582)	29.592	32.283
Intangível gerado na combinação de negócios (ii)	3,5%	19.073	(911)	18.162	27.773
Direitos contratuais Boa Hora (iii)	5,0%	60.000	(3.557)	56.443	59.289
Direito de exploração de autorização Boa Hora (iii)	3,0%	15.000	(557)	14.443	14.888
Direitos contratuais Guaimbês (iv)	5,0%	75.871	(1.251)	74.620	-
Direito de exploração de autorização Guaimbês (iv)	3,0%	9.421	(99)	9.322	-
Software e outros intangíveis	20,0%	48.649	(34.278)	14.371	9.993
		301.188	(84.235)	216.953	144.226

- (i) O uso do bem público (UBP) compreende o direito de operar como concessionária de uso do bem público na produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente de Energia, conforme contrato de concessão assinado em 20 de dezembro de 1999, o qual tem prazo de vigência de 30 anos e foi pago no período de 2000 a 2004, sendo os valores pagos registrados como um ativo intangível relacionado à concessão. A amortização deste ativo é feita pelo método linear durante o prazo de vigência do contrato de concessão.
- (ii) Corresponde ao direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios do Complexo Eólico Alto Sertão II, que será amortizado com base no prazo remanescente de autorização.
- (iii) Referem-se à aquisição do direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER) e ao direito de autorização de geração do Complexo Solar Boa Hora, amortizados com base no prazo dos contratos de leilão de energia e no prazo remanescente de autorização.

- (iv) Referem-se à aquisição do direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER e ao direito de autorização de geração do Complexo Solar Guaimbê, amortizados com base no prazo dos contratos de leilão de energia e no prazo remanescente de autorização.

Os valores dos itens acima foram definidos com base em modelos de “valuation” considerando as informações e condições constantes nos contratos de leilão e nos contratos de autorização de geração de energia.

A movimentação do intangível nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 é como segue:

	Controladora			
	Uso do Bem Público	Outros ativos intangíveis		Total
		Em curso	Em serviço	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	34.973	532	20.346	55.851
Adição	-	927	-	927
Amortização	(2.690)	-	(6.587)	(9.277)
Transferências	-	(532)	532	-
Baixas	-	-	(3.999)	(3.999)
Outras mutações	-	-	(1.226)	(1.226)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	32.283	927	9.066	42.276
Adição	-	9.035	241	9.276
Baixas	-	-	(94)	(94)
Amortização	(2.691)	-	(5.175)	(7.866)
Transferências	-	(659)	659	-
Outras mutações	-	45	(926)	(881)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	29.592	9.348	3.771	42.711

	Consolidado						
	Uso do Bem Público	Direitos contratuais	Direito de exploração de autorização	Intangível gerado na combinação de negócios	Outros ativos intangíveis		Total
					Em curso	Em serviço	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	34.973	-	-	-	532	20.346	55.851
Adições	-	60.000	15.000	27.946	927	-	103.873
Amortização	(2.690)	(711)	(112)	(173)	-	(6.587)	(10.273)
Transferências	-	-	-	-	(532)	532	-
Baixas	-	-	-	-	-	(3.999)	(3.999)
Outras mutações	-	-	-	-	-	(1.226)	(1.226)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	32.283	59.289	14.888	27.773	927	9.066	144.226
Adições	-	75.871	9.421	-	10.287	241	95.820
Baixas	-	-	-	-	-	(94)	(94)
Amortizações	(2.691)	(4.097)	(544)	(738)	-	(5.175)	(13.245)
Transferências	-	-	-	-	(659)	659	-
Intangível gerado na combinação de negócios ⁽ⁱ⁾	-	-	-	(8.873)	45	-	(8.828)
Outras mutações	-	-	-	-	-	(926)	(926)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	29.592	131.063	23.765	18.162	10.600	3.771	216.953

- (i) Refere-se à alteração do intangível gerado na combinação de negócios, no montante de R\$8.873, detalhado na nota explicativa nº 1.1 - Combinação de negócios pela aquisição de conjunto de parques eólicos.

13 FORNECEDORES

A composição da conta de fornecedores é como segue:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
CIRCULANTE				
Rebaixamento hidrelétrico - GSF ⁽ⁱ⁾	979.740	711.048	979.740	711.048
Energia elétrica comprada para revenda	10.954	25.245	12.957	28.634
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas - (nota 29.1)	6.394	-	-	-
Encargo de uso do sistema de transmissão - TUST	9.364	9.133	10.702	10.577
Encargo de uso do Sistema de Distribuição para as geradoras - TUSDg	3.429	2.315	3.429	2.315
Subtotal	1.009.881	747.741	1.006.828	752.574
Materiais e Serviços	37.358	53.545	104.980	90.430
Materiais e Serviços - partes relacionadas - (nota 29.1)	-	121	-	101
Total	1.047.239	801.407	1.111.808	843.105

- (i) Este saldo é composto por valores efetivamente recebidos e divulgados pela CCEE e atualizados pelo IGP-M, decorrentes dos efeitos da liminar obtida na discussão do denominado Rebaixamento Energético (GSF). O valor total informado pela CCEE (principal) é de R\$888.433 (R\$676.462 em 31 de dezembro de 2017). Como a discussão encontra-se em andamento, a Companhia não reconheceu este ganho em seu resultado, sendo o valor em discussão registrado como obrigação na rubrica Fornecedores quando do seu recebimento através de liquidações da CCEE.

Em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça proferiu decisão desfavorável e a liminar perdeu parcialmente seus efeitos, sendo o efeito da liminar mantido apenas o período compreendido entre julho de 2015 e fevereiro de 2018. Dessa forma, a Companhia passou a ter seus valores liquidados no mercado de curto prazo a partir da data da decisão com efeitos retroativos desde fevereiro de 2018 (vide nota explicativa nº 19.3). Até 31 de dezembro de 2018, foi reconhecido no resultado financeiro de 2018 uma despesa com atualização monetária no montante de R\$56.721 (R\$9.471 em 31 de dezembro de 2017), vide nota explicativa nº 28. O montante estimado total atualizado até 31 de dezembro de 2018 corresponde a R\$979.740 (R\$711.048 em 31 de dezembro de 2017).

A Companhia e suas controladas possuem contratadas 29 cartas de fiança no valor total de R\$134.777 e 11 seguros garantia no valor de R\$45.576, totalizando uma importância segurada de R\$180.353, com custo de 0,24% a 1,50% a.a. Os valores referentes às garantias estão registrados como despesas pagas antecipadamente. Estas garantias têm como objetivo principal cumprir exigências de compra de energia elétrica, principalmente no MRE e mercado de curto prazo (SPOT).

14 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
CIRCULANTE				
Federais				
Imposto de renda	34.750	30.261	36.545	33.050
Contribuição social	5.888	-	6.963	1.600
Total	40.638	30.261	43.508	34.650

A Companhia e suas controladas Tietê Integra, Nova Energia, Boa Hora, Inova e Tietê Eólica e Guaimbês são tributadas pelo regime de lucro real. No que se refere à forma de pagamento de imposto de renda e contribuição social, a Companhia efetuou os recolhimentos das antecipações mensais com base na estimativa. As controladas Tietê Integra, Tietê Eólica e Nova Energia utilizando-se da apuração com base no balancete de redução apuraram prejuízo fiscal e não foi necessário efetuar antecipações.

Notas explicativas às demonstrações contábeis
31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A apuração do imposto de renda e da contribuição social das SPE's dos Complexos AGV e Alto Sertão II é feita com base na forma de tributação do lucro presumido sob o regime de caixa. A Companhia espera continuar com a adoção deste regime para apuração do imposto de renda e da contribuição social de suas SPE's.

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia e suas controladas efetuaram os seguintes pagamentos de imposto de renda e contribuição social:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Recolhimentos por estimativa	71.123	61.152	73.559	61.152
Pagamento da cota de ajuste anual	14.241	35.090	14.241	35.090
Lucro presumido	-	-	9.093	4.729
Pagamentos relativos a IRRF	16.888	19.174	18.751	19.217
Total	102.252	115.416	115.644	120.188

15 EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

15.1 Os saldos de debêntures não conversíveis, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros são compostos da seguinte forma:

	Vencimento	Taxa Efetiva ⁽¹⁾	Controladora							Total circulante + não circulante
			2018							
			Circulante			Não Circulante				
Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total				
Debêntures										
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	998	-	(4.132)	(3.134)	344.823	(4.363)	340.460	337.326
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	435	-	(962)	(527)	192.360	(3.914)	188.446	187.919
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	2022	CDI + 1,14%	10.070	-	(1.255)	8.815	682.380	(2.698)	679.682	688.497
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	2024	IPCA + 6,97%	4.567	-	(373)	4.194	334.870	(1.743)	333.127	337.321
Debêntures - 7ª Emissão (1ª Série)	2020	CDI + 1,00%	29.296	-	(2.237)	27.059	500.000	(299)	499.701	526.760
Debêntures - 7ª Emissão (2ª Série)	2023	CDI + 1,53%	21.026	-	(1.339)	19.687	750.000	(4.053)	745.947	765.634
Debêntures - 8ª Emissão	2030	IPCA + 7,50%	1.488	1.051	(1.325)	1.214	209.129	(11.268)	197.861	199.075
Subtotal			67.880	1.051	(11.623)	57.308	3.013.562	(28.338)	2.985.224	3.042.532
Empréstimos e financiamentos										
Arrendamento financeiro		8,39 a 15,64	-	393	-	393	435	-	435	828
Subtotal			-	393	-	393	435	-	435	828
Total da dívida			67.880	1.444	(11.623)	57.701	3.013.997	(28.338)	2.985.659	3.043.360

	Vencimento	Taxa Efetiva ⁽¹⁾	Controladora							Total circulante + não circulante
			2017							
			Circulante			Não Circulante				
Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total				
Debêntures										
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	962	-	(3.685)	(2.723)	332.184	(8.495)	323.689	320.966
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	444	-	(881)	(437)	185.308	(4.875)	180.433	179.996
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	2022	CDI + 1,14%	11.134	-	(1.101)	10.033	682.380	(3.953)	678.427	688.460
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	2024	IPCA + 6,97%	4.314	-	(338)	3.976	322.595	(2.116)	320.479	324.455
Subtotal			16.854	-	(6.005)	10.849	1.522.467	(19.439)	1.503.028	1.513.877
Empréstimos e financiamentos										
Nota promissória - 3ª Emissão	2018	CDI + 1,54%	44.468	900.000	(797)	943.671	-	-	-	943.671
Arrendamento financeiro		8,39 a 15,64	-	450	-	450	406	-	406	856
Subtotal			44.468	900.450	(797)	944.121	406	-	406	944.527
Total da dívida			61.322	900.450	(6.802)	954.970	1.522.873	(19.439)	1.503.434	2.458.404

Notas explicativas às demonstrações contábeis
31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

15.2 A movimentação das debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros é como segue:

	Controladora			Consolidado			
	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Total	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Repasse BNDES	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.445.922	648	1.446.570	1.445.922	648	-	1.446.570
Efeito de aquisição de negócios	-	-	-	173.651	-	956.928	1.130.579
Ingressos	1.000.000	900.531	1.900.531	1.000.000	900.531	24.423	1.924.954
Encargos financeiros	138.521	44.591	183.112	144.893	44.591	33.820	223.304
Variação monetária	19.303	-	19.303	20.706	-	7.111	27.817
Pagamento de principal	(946.742)	(446)	(947.188)	(950.926)	(446)	(21.559)	(972.931)
Pagamento de encargos financeiros	(144.976)	-	(144.976)	(151.641)	-	(40.083)	(191.724)
Diferimento custos de transação	(12.316)	(1.609)	(13.925)	(12.316)	(1.609)	-	(13.925)
Amortização custos de transação	14.165	812	14.977	14.165	812	-	14.977
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.513.877	944.527	2.458.404	1.684.454	944.527	960.640	3.589.621
Ingressos	1.450.000	422	1.450.422	1.450.000	422	-	1.450.422
Encargos financeiros	196.521	12.161	208.682	212.647	12.161	77.019	301.827
Variação monetária	36.744	-	36.744	40.228	-	10.114	50.342
Pagamento de principal	-	(900.592)	(900.592)	(8.612)	(900.592)	(51.700)	(960.904)
Pagamento de encargos financeiros	(140.095)	(56.487)	(196.582)	(152.463)	(56.487)	(80.712)	(289.662)
Diferimento custos de transação	(24.000)	-	(24.000)	(24.000)	-	-	(24.000)
Amortização custos de transação	9.485	797	10.282	9.485	797	-	10.282
Saldo em 31 de dezembro de 2018	3.042.532	828	3.043.360	3.211.739	828	915.361	4.127.928

A conciliação entre o passivo decorrente da atividade de financiamento e o fluxo de caixa é conforme a seguir:

	Controladora			Consolidado		
	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total	Empréstimos, financiamentos e debêntures	Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.446.570	52.569	1.499.139	1.446.570	52.569	1.499.139
- Itens que afetam o fluxo de caixa						
Ingressos	1.900.000	-	1.900.000	1.924.423	-	1.924.423
Pagamentos de principal	(947.188)	(357.623)	(1.304.811)	(972.931)	(357.623)	(1.330.554)
Custo de empréstimos e debêntures	(21.564)	-	(21.564)	(21.564)	-	(21.564)
Pagamento de encargos financeiros (i)	(135.282)	-	(135.282)	(182.030)	-	(182.030)
Juros capitalizados (nota 28) (ii)	(9.694)	-	(9.694)	(9.694)	-	(9.694)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa						
Efeito de aquisição de negócio	-	-	-	1.130.579	-	1.130.579
Encargos de dívida (nota 28)	198.089	-	198.089	238.281	-	238.281
Variação monetária	19.303	-	19.303	27.817	-	27.817
Prêmio de resgate antecipado (nota 28)	7.639	-	7.639	7.639	-	7.639
Arrendamento financeiro	531	-	531	531	-	531
Destinação de dividendos (nota 23)	-	317.300	317.300	-	317.300	317.300
Prescrição de dividendos (nota 23)	-	(600)	(600)	-	(600)	(600)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	2.458.404	11.646	2.470.050	3.589.621	11.646	3.601.267
- Itens que afetam o fluxo de caixa						
Ingressos	1.450.000	-	1.450.000	1.450.000	-	1.450.000
Pagamentos de principal	(900.592)	(270.061)	(1.170.653)	(960.904)	(270.061)	(1.230.965)
Custo de empréstimos e debêntures	(24.000)	-	(24.000)	(24.000)	-	(24.000)
Pagamento de encargos financeiros (i)	(194.935)	-	(194.935)	(278.658)	-	(278.658)
Juros capitalizados (nota 28) (ii)	(1.647)	-	(1.647)	(11.004)	-	(11.004)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa						
Encargos de dívida (nota 28)	218.964	-	218.964	312.109	-	312.109
Variação monetária	36.744	-	36.744	50.342	-	50.342
Arrendamento financeiro	422	-	422	422	-	422
Destinação de dividendos (nota 23) (iii)	-	300.201	300.201	-	300.201	300.201
Prescrição de dividendos (nota 23)	-	(201)	(201)	-	(201)	(201)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	3.043.360	41.585	3.084.945	4.127.928	41.585	4.169.513

(i) Os encargos financeiros pagos são classificados como fluxos de caixa das atividades operacionais.

(ii) Os juros capitalizados são classificados como fluxos de caixa das atividades de financiamento.

(iii) Os juros sobre o capital próprio estão líquidos do imposto de renda retido na fonte, no montante de R\$6.728.

15.3 As principais características dos contratos de debêntures, empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir:

Companhia	Valor Ingresso	Data Emissão	Descrição	Taxa Contratual	Pagamento de Juros	Amortização do Principal	Montante	Vencimento	Finalidade
Controladora	301.758	15/12/2015	4ª Emissão (3ª série)	IPCA + 8,43%	Semestrais	Única	344.823 ⁽ⁱ⁾	Dezembro de 2020	Modernizar e/ou recapitar os equipamentos das usinas.
Controladora	180.000	15/12/2016	5ª Emissão Debêntures	IPCA + 6,54%	Anual	Anual	96.180 ⁽ⁱ⁾	Dezembro de 2022	Modernizar e/ou recapitar os equipamentos das usinas.
Controladora	1.000.000	15/04/2017	6ª Emissão (1ª série)	CDI + 0,90%	Semestrais	Anual	341.190	Abril de 2021	Pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures
			6ª Emissão (2ª série)	IPCA + 6,78%	Semestrais	Anual	167.435 ⁽ⁱ⁾	Abril de 2023	
Controladora	1.250.000	15/02/2018	7ª Emissão (1ª série)	CDI + 0,52%	Única	Única	500.000	Fevereiro de 2020	Reforço de capital de giro e gestão ordinária dos negócios da Emissora
			7ª Emissão (2ª série)	CDI + 1,30%	Semestrais	Anual	375.000	Fevereiro de 2022	
Controladora	200.000	15/05/2018	8ª Emissão Debêntures	IPCA + 6,02%	Semestrais	Semestral	210.180 ⁽ⁱ⁾	Maio de 2030	Reembolso e pagamento de despesas relacionadas ao Complexo Boa Hora
AES Tietê Eólica ⁽ⁱⁱ⁾	1.044.100	15/12/2014	Repasso BNDES	TJLP + 2,88% aa	Mensal	Mensal	657.329	Dezembro de 2031	Financiamento dos parques de Alto Sertão II
			Repasso BNDES (Banco do Brasil)	TJLP			250.185		
AES Tietê Eólica ⁽ⁱⁱ⁾	146.000	15/12/2014	Debênture Infraestrutura	IPCA + 7,61% aa (1ª série)	Semestral	Semestral	87.046	Dezembro de 2025	Financiamento dos parques de Alto Sertão II
				IPCA + 7,87% aa (2ª série)			81.711		

(i) O saldo devedor é corrigido monetariamente pelo IPCA em uma base diária, sendo este montante incorporado ao saldo da dívida.

(ii) Os empréstimos com o BNDES possuem 1 carta de fiança, no montante de R\$56.822, ao custo de 1,0% a.a. Além disso, possuem penhor de máquinas e equipamentos do Complexo Alto Sertão II.

Todas as emissões da Controladora são quirografárias, não possuindo garantias, com exceção da 8ª emissão de debêntures, que contém: (i) garantia fidejussória prestada pelas SPE's do Complexo solar de Boa Hora; (ii) penhor de ações das referidas SPE's; e (iii) cessão fiduciária dos direitos creditórios. Além disso, a debênture conta também com uma conta reserva relacionada ao pagamento das debêntures e com uma conta de complementação do ICSD (vide nota explicativa nº 9), para que no caso de descumprimento deste índice, a Controladora possa complementá-la.

Todos os contratos do BNDES, bem como do Repasse do Banco do Brasil possuem como garantia, o penhor de ações, a cessão fiduciária de direitos creditórios e emergentes, alienação fiduciária de bens, fiança bancária, e contas reserva no valor de 3 meses de serviço da dívida e 3 meses de operação e manutenção. Para maiores detalhes acerca das contas reservas, vide nota explicativa nº 9.

Condições Restritivas

As dívidas emitidas pela controlada indireta Tietê Eólica com o BNDES contemplam cláusulas de condições restritivas, tais como restrição de distribuição de dividendos acima do dividendo mínimo obrigatório:

O Estatuto Social da controlada indireta Tietê Eólica prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, a referida controlada obteve financiamentos do BNDES, repasse do Banco do Brasil e emitiu debênture de infraestrutura, os quais possuem restrições de não distribuir quaisquer recursos aos acionistas, diretos ou indiretos, e/ou a pessoas físicas e jurídicas integrantes do mesmo Grupo Econômico, acima de 25% do lucro líquido ajustado, salvo se expressamente autorizado pelo BNDES, Banco do Brasil ou debenturistas reunidos em AGD, ou se atendidos os seguintes itens: (i) o acúmulo de R\$60.000 na "Conta Reserva Especial da Holding"; (ii) verificado o desempenho financeiro do projeto; (iii) preenchidas as contas reservas referentes ao serviço da dívida e a conta reserva de O&M; (iv) atingido o ICSD (Índice de Cobertura do Serviço da Dívida) mínimo de 1,30; (v) adimplemento das empresas do grupo econômico perante o Sistema BNDES; e (vi) geração

mínima consolidada das centrais geradoras eólicas de 1.430.475 MWh no período de doze meses imediatamente anteriores à distribuição pretendida.

Em 31 de dezembro de 2018, a controlada indireta AES Tietê Eólica apresenta restrição para distribuir dividendos acima do dividendo mínimo obrigatório, pois os itens (i) e (ii) acima não foram atendidos.

15.4 Contratos de arrendamento

Arrendamentos financeiros referem-se a arrendamentos de equipamentos de informática e não contêm cláusulas sobre pagamentos contingentes, renovação, opção de compra ou que imponham restrições sobre pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio ou de limites em indicadores financeiros.

Os bens relacionados a contratos de arrendamento mercantil cujo controle, riscos e benefícios são substancialmente exercidos pela Companhia e suas controladas (arrendamento mercantil financeiro) estão registrados como um ativo imobilizado em contrapartida a uma conta do passivo circulante ou não circulante, conforme o caso. Os juros sobre o arrendamento mercantil financeiro são apropriados ao resultado de acordo com o prazo do contrato pelo método da taxa efetiva de juros.

Nos contratos de arrendamento mercantil classificados como operacional, os pagamentos são reconhecidos como despesas na demonstração do resultado, de forma linear, ao longo do prazo do arrendamento mercantil.

15.5 Os valores relativos ao principal e encargos apresentam a seguinte composição de moeda e indexadores:

	Controladora				Consolidado			
	2018		2017		2018		2017	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional								
CDI	1.992.772	64,63	1.637.982	65,92	1.992.772	47,81	1.637.982	45,30
IPCA	1.089.721	35,34	845.807	34,04	1.258.928	30,21	1.016.384	28,11
TJLP	-	-	-	-	915.361	21,96	960.640	26,57
Taxa fixa	828	0,03	856	0,04	828	0,02	856	0,02
Total	3.083.321	100,00	2.484.645	100,00	4.167.889	100,00	3.615.862	100,00

15.6 Em 31 de dezembro de 2018, as parcelas relativas ao principal das debêntures, arrendamentos financeiros e custos a amortizar, atualmente classificadas no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	Debêntures	Repasse BNDDES	Repasse BNDDES (Banco do Brasil)	BNDDES (Subcrédito Social)	Arrendamento financeiro	Custos a amortizar	Total
2020	893.404	39.809	15.276	249	280	(10.351)	938.667
2021	392.249	41.557	16.024	266	146	(5.548)	444.694
2022	860.610	43.478	16.829	285	9	(4.213)	916.998
2023	676.300	45.590	17.692	305	-	(2.370)	737.517
2024	204.237	47.912	18.609	326	-	(1.343)	269.741
Após 2024	148.942	400.763	151.169	3.023	-	(4.513)	699.384
	3.175.742	619.109	235.599	4.454	435	(28.338)	4.007.001

15.7 Os indexadores utilizados para atualização das debêntures, empréstimos e financiamentos tiveram a seguinte variação:

	2018	2017
CDI ⁽ⁱ⁾	6,40%	6,89%
TJLP ⁽ⁱ⁾	6,98%	7,00%
IPCA ⁽ⁱⁱ⁾	3,75%	2,95%

⁽ⁱ⁾ Índice do último dia útil do período

⁽ⁱⁱ⁾ Índice acumulado dos últimos 12 meses

15.8 Compromissos financeiros - “Covenants”

Como forma de monitoramento da situação financeira pelos credores da Companhia, são utilizados *covenants* financeiros nos contratos das debêntures, empréstimos e financiamentos.

Conforme definidos nos contratos, a Companhia e sua controlada indireta Tietê Eólica acompanham *covenants* qualitativos, os quais em 31 de dezembro de 2018 encontram-se integralmente atendidos. Adicionalmente, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros:

4^a, 5^a e 6^a Emissões de Debêntures

- (i) Capacidade de endividamento (endividamento líquido): mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado² dos últimos 12 meses. Este índice deve ser inferior a 3,5 vezes, sendo que em caso de Aquisição de Ativos pela emissora, o índice assume como limite 3,85 vezes durante o período de 36 meses ou até a data de vencimento, o que ocorrer primeiro. Em 31 de dezembro de 2018 este índice era de 2,99 vezes;
- (ii) Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses. Este índice deve ser superior a 1,5 vezes. Em 31 de dezembro de 2018 este índice era de 3,29 vezes.

A não observância dos índices mencionados anteriormente por dois trimestres consecutivos, verificados trimestralmente, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida. Os índices financeiros acima mencionados encontram-se integralmente cumpridos em 31 de dezembro de 2018.

² EBITDA ajustado - significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil da Emissora na linha “Resultado antes dos tributos sobre o lucro” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (ii) todos os montantes de depreciação e amortização; e (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada. No caso de uma aquisição de ativos, o cálculo e a verificação do índice financeiro deverá considerar o EBITDA Ajustado proforma do ativo adquirido, consolidado com o da Emissora, relativo aos 12 meses anteriores à data de liquidação da respectiva aquisição de ativos.

7ª Emissão de Debêntures

- (i) Capacidade de endividamento (endividamento líquido): mede o nível de endividamento líquido em relação ao EBITDA ajustado dos últimos 12 meses. Este índice deve ser inferior a 4,0 vezes, sendo que em caso de um Evento de Investimento³ pela emissora, o índice assume como limite 4,5 vezes durante o período de 12 meses, 4,25 vezes do 13º ao 24º mês, retornando para 4,0 vezes até a data de vencimento. Em 31 de dezembro de 2018 este índice era de 2,99 vezes;
- (ii) Capacidade de pagamento de juros: mede o EBITDA ajustado sobre despesa financeira dos últimos 12 meses. Este índice deve ser superior a 1,25 vezes. Em 31 de dezembro de 2018 este índice era de 3,29 vezes.

8ª Emissão de Debêntures

ICSD: calculado a partir da divisão da geração de caixa das SPEs do Complexo Solar de Boa Hora pelo serviço da dívida. Este índice deve ser igual ou superior a 1,2 vezes. A periodicidade da verificação deste índice é anual, sendo que a primeira verificação ocorrerá apenas com base nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2019.

Complexo Eólico Alto Sertão II

Os financiamentos com debêntures, BNDES e repasse do Banco do Brasil estabelecem que o índice ICSD = [(geração de caixa da atividade + saldo final de caixa do ano anterior) / serviço da dívida] devem ser maiores ou iguais a 1,3 a ser calculado ao final de cada exercício social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, o ICSD foi atendido.

16 OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Participação nos lucros e resultados	10.513	8.588	10.609	8.816
Férias	7.643	7.584	7.761	7.821
Encargos sociais sobre férias e gratificações	2.748	2.767	2.791	2.850
Bônus ⁽ⁱ⁾	1.579	2.022	1.579	2.022
Encargos sobre folha de pagamento	1.768	1.589	1.781	1.622
Folha de pagamento outros	53	145	52	181
Total Circulante	24.304	22.695	24.573	23.312
Bônus ⁽ⁱ⁾	855	346	855	346
Total Não Circulante	855	346	855	346

- (i) Definido pela The AES Corporation, é um bônus diferido atrelado ao cumprimento de metas trienais. Representa 50% do ILP (Incentivo de Longo Prazo) de cada Diretor (estatutário e não estatutário) e o pagamento é assumido localmente pela Companhia. O indicador de referência é o EBITDA. O critério de pagamento prevê valores diferenciados para atingimento parcial, total ou superação de metas. Os valores atribuídos passam a ser disponíveis da seguinte forma: 1/3 no primeiro ano, 1/3 no segundo ano e 1/3 no terceiro ano, pagando-se no início do 4º ano.

³ Evento de investimento - significa uma aquisição, pela Emissora, direta ou indiretamente, de qualquer participação societária, inclusive por meio de subscrição ou compra e venda de valores mobiliários, fusão, cisão, incorporação ou incorporação de ações, ou outros investimentos pela Emissora para a construção ou desenvolvimento de projetos de geração, armazenamento, comercialização e/ou gestão de energia, inclusive em decorrência de leilões de energia elétrica.

17 OBRIGAÇÕES COM ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de complementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. A Fundação CESP (Funcesp) é a principal entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia.

A Companhia, através de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido, e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o *déficit* técnico atuarial e diminuir o risco de futuros *déficits*.

O custeio do plano para a parcela de benefício definido (BD) é paritário entre a Companhia e os empregados. As taxas de custeio variam de 1,45% a 7,88%, conforme faixa salarial, e são reavaliadas periodicamente por atuário independente. O custeio da parcela de contribuição definida é baseado em percentual escolhido livremente pelo participante (de 1% a 100% sobre 30% do salário real de contribuição), com contrapartida da Companhia até o limite de 5% sobre a base de 30% de sua remuneração.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo método de crédito unitário projetado, líquido dos ativos garantidores do plano. A Companhia avalia seu passivo com benefícios suplementares de aposentadoria por meio de avaliação atuarial realizada em bases anuais e quando necessário, em períodos intermediários, com a ajuda de consultores especializados em serviços atuariais. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas descritas a seguir. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Ao final do exercício de 2018, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir: (i) Taxa de desconto: a Companhia considera as taxas dos títulos do Tesouro Nacional com vencimento correspondente a duração (tempo médio de pagamento futuro dos benefícios) da obrigação do benefício definido; (ii) Taxa de mortalidade: se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. A Funcesp testa, anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano. (iii) Aumento salarial, benefícios e inflação: Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. Em relação à taxa de inflação utilizada, a Companhia faz um levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo. (iv) A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

O ativo ou passivo líquido do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano.

Os ativos do plano são mantidos por uma entidade fechada de previdência complementar (FUNCESP). O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado e, no caso de títulos cotados, no preço de compra publicado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reembolso ou de reduções nas contribuições patronais futuras do plano.

Em 31 de dezembro de 2018, a FUNCESP indicou um déficit no plano BD de R\$17.869 (R\$2.763 em 31 de dezembro de 2017). Não foi proposto plano para equacionamento, pois este resultado

está abaixo do limite estabelecido pela Resolução CNPC nº 30, de 10 de outubro de 2018, que para o exercício de 2018 é de R\$19.919.

Vale ressaltar que existem duas formas de apuração de resultados desse plano: a que a Companhia calcula para atendimento à Deliberação CVM nº 695/2012 e a calculada pelo administrador do plano (FUNCESP) para fins de atendimento às Resoluções do Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC. Os números são diferentes, pois os cálculos seguem metodologias e premissas distintas.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS) é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram anteriormente ao modelo implementado no momento da privatização da Companhia, e vierem a se desligar, mesmo sem estarem aposentados. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do novo plano de suplementação. O benefício será pago a partir da data em que o participante completar as carências mínimas previstas no regulamento do plano. Em 31 de dezembro de 2018, esse plano apresentou superávit técnico pela FUNCESP de R\$12.673 (R\$22.157 em 31 de dezembro de 2017).

17.1 Ativos e passivos atuariais

	Consolidado	
	2018	2017
Valor presente das obrigações atuariais	433.263	372.169
Valor justo dos ativos do plano	(401.124)	(368.215)
Total do passivo (ativo) registrado	32.139	3.954

17.2 Movimentações do valor presente das obrigações atuariais

	Consolidado	
	2018	2017
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	372.169	358.068
Custo dos serviços correntes	3.118	2.783
Custo dos juros	36.650	36.677
Contribuições dos empregados	1.635	1.565
Benefícios pagos	(21.255)	(21.786)
Perda (Ganho) atuarial	40.946	(5.138)
Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício	433.263	372.169

17.3 Movimentações do valor justo dos ativos do plano

	Consolidado	
	2018	2017
Valor dos ativos do plano no início do exercício	368.215	350.087
Contribuição do empregador	1.346	1.361
Ganho atuarial nos ativos do plano	14.787	1.013
Contribuições dos empregados	1.635	1.565
Rendimento esperado dos ativos do plano	36.396	35.975
Benefícios pagos	(21.255)	(21.786)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	401.124	368.215

17.4 Despesas reconhecidas no resultado do exercício

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Custo dos serviços correntes	3.118	2.783	3.118	2.783
Custo dos juros	36.650	36.677	36.650	36.677
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(36.396)	(35.975)	(36.396)	(35.975)
Total das despesas benefício definido	3.372	3.485	3.372	3.485
Contribuição definida	1.430	1.086	1.459	1.114
Total da despesa no exercício	4.802	4.571	4.831	4.599

17.5 Movimentações do passivo (ativo) registrado

	Consolidado	
	2018	2017
Saldo no início do exercício	3.954	7.981
Despesa do exercício conforme laudo atuarial	3.372	3.485
Pagamentos de contribuições	(1.346)	(1.361)
Ajuste de avaliação atuarial (remensurações)	26.159	(6.151)
Saldo no final do exercício	32.139	3.954

17.6 Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Consolidado	
	2018	2017
Saldo no início do exercício	1.166	(4.984)
Perda atuarial gerado pela taxa de desconto	(17.700)	(16.620)
Ganho (perda) atuarial gerada pela experiência demográfica	(23.246)	21.757
Ganho (perda) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	14.787	1.013
Saldo no final do exercício	(24.993)	1.166

17.7 Composição dos investimentos do plano por segmento

	Distribuição dos investimentos			Limite de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
	Mensuração do valor justo	2018	2017	
Renda fixa	Nível 2	78,52%	78,07%	até 100%
Renda variável	Nível 2	15,14%	14,35%	até 70%
Empréstimos a participantes	Nível 2	1,39%	1,39%	até 15%
Investimentos estruturados	Nível 2	2,13%	3,41%	até 20%
Investimento no exterior	Nível 2	0,79%	1,08%	até 10%
Imóveis	Nível 3	2,03%	1,70%	até 8%
Total		0,00%	100,00%	100,00%

17.8 Premissas atuariais utilizadas

	2019	2018	2017
a) Premissas econômicas:			
a1) Determinação do passivo atuarial:			
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	N/A	9,62%	10,14%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	N/A	7,11%	7,11%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	N/A	4,50%	4,50%
Taxa nominal de reajuste de benefícios	N/A	4,50%	4,50%
a2) Determinação da despesa atuarial:			
Taxa de desconto nominal	9,62%	10,14%	10,56%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,11%	7,11%	7,11%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	4,50%	4,50%
Taxa nominal de reajuste de benefícios	4,50%	4,50%	4,50%
b) Premissas demográficas:			
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	N/A	AT2000	AT2000
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)	AT2000	AT2000	AT2000
Tábua biométrica de entrada em invalidez	N/A	Light Fraca	Light Fraca
Taxa de rotatividade esperada	N/A	EXPR 2012	EXPR 2012
c) Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos			
	N/A	19,55	19,55

17.9 Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2019

	2019
Custo dos serviços correntes	3.850
Custo dos juros	40.496
Rendimento esperado dos ativos do plano	(37.542)
Total da despesa projetada para o exercício	6.804

17.10 Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto no valor presente da obrigação atuarial, que em 31 de dezembro de 2018 era de R\$392.980 (vide nota explicativa nº 17.2), a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,25%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2018 está demonstrado abaixo.

Hipóteses	Índice estimado de aumento nominal dos salários		Taxa nominal de reajuste de benefícios		Taxa estimada de inflação de longo prazo		Taxa de desconto	
	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)
Nível de sensibilidade								
Impacto na obrigação de benefício definido	2.153	12.649	-	-	(12.384)	12.928		
Total da obrigação de benefício definido	435.415	445.911	433.262	433.262	420.878	446.190		

17.11 Outras informações sobre as obrigações atuariais

As contribuições da patrocinadora esperadas para o exercício de 2018 correspondem a R\$1.283 (R\$1.373 em 31 de dezembro de 2017).

A duração média da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício é de 12,70 anos (12,37 anos em 31 de dezembro de 2017).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

	2018
1 ano	24.881
Entre 2 e 5 anos	121.950
Após 5 anos	195.429
Total de pagamentos esperados do plano	342.260

17.12 Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do plano de benefício definido, a Companhia possui plano de contribuição definida administrado pelo Itaú previdência e MetLife. Nessa modalidade, os benefícios são obtidos pela conversão dos saldos acumulados pelo participante e pelo patrocinador em seu nome, de acordo com a sua opção de renda. Este plano não gera para a Companhia obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições adicionais se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar os benefícios. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando incorridas.

17.13 Participantes dos planos de aposentadoria

	Consolidado	
	2018	2017
Participantes ativos	256	239
Participantes aposentados e pensionistas	412	407
Participantes coligados e autopatrocinados	59	60
Total de participantes	727	706

18 CONTA DE RESSARCIMENTO - CCEE

Os Contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas que operam contratos do LER 2010 e a CCEE e entre os contratos de Energia Nova entre o LEN 2011 (A-3) e as distribuidoras, estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada das usinas e a energia contratada.

Os contratos estabelecem limites para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bônus ou penalidades, conforme as regras descritas abaixo:

Os ressarcimentos por desvios negativos de geração (abaixo da faixa de tolerância - 10%) serão pagos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorados a 115% do preço de venda vigente, para os parques do LER 2010 e o maior valor entre o PLD médio do ano e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011. Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas após possíveis compensações com desvios positivos iniciados após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente, para os parques do LER 2010 e ao maior valor entre o PLD médio do quadriênio e a receita fixa unitária para os parques do LEN 2011.

Os ressarcimentos dos parques eólicos do LER 2010 e LEN 2011 por desvios positivos de geração (acima da faixa de tolerância de 30% para o LER 2010 e para os parques do LEN 2011 30%, 20%, 10% e 0% nos anos 1, 2, 3 e 4 de cada quadriênio, respectivamente) serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte para o caso do LER 2010, e mensalmente a partir do momento que a geração exceder a faixa de tolerância para os parques do LEN 2011. Os Parques do LER 2010 são valorados a 70% do preço de venda vigente e os parques do LEN 2011 são valorados pelo PLD mensal, conforme expresso nos referidos contratos.

Os ressarcimentos que estiverem na faixa de tolerância de 30% de geração serão recebidos em 24 parcelas após possíveis compensações com desvios negativos iniciando após o final do primeiro quadriênio contado a partir do início de suprimento do contrato, valorado ao preço contratual vigente para os parques do LER 2010. O primeiro quadriênio do LER 2010 se encerrou em agosto de 2017 e o LEN 2011 se encerrará em dezembro de 2019.

Para os parques do Complexo Solar Guaimbê (LER 2014), os ressarcimentos por desvios negativos (abaixo da faixa de tolerância - 10%) de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 115% do preço de venda vigente. Os ressarcimentos por desvios negativos que estiverem na faixa de tolerância de 10% de geração serão ressarcidos em 12 parcelas mensais uniformes, após possíveis compensações com parques superavitários, valorado a 106% do preço contratual vigente. A receita variável por desvios positivos (acima da faixa de tolerância de 15%) de geração serão recebidos em 12 parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual seguinte, valorado a 30% do preço contratual vigente. A receita variável que estiver na faixa de tolerância de 15% de geração será recebida em 12 parcelas, após possíveis compensações com parques deficitários, valorado ao preço contratual vigente.

A receita dos Parques Eólicos e Solares é reconhecida conforme a entrega da energia. Dessa forma, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente. Os ativos e passivos do ressarcimento representam os desvios positivos e negativos, respectivamente, que serão liquidados de acordo com as regras mencionadas acima.

A tabela a seguir apresenta os saldos de ressarcimentos ativos e passivos em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	Consolidado			
	2018		2017	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
CIRCULANTE				
CCEE	-	6.358	159	2.057
Distribuidoras	-	6.026	-	24.414
Subtotal	-	12.384	159	26.471
NÃO CIRCULANTE				
CCEE	2.541	10.623	1.253	4.239
Distribuidoras	-	24.125	-	8.848
Renova Comercializadora - MCSD	-	-	-	9.126
Subtotal	2.541	34.748	1.253	22.213
Total	2.541	47.132	1.412	48.684

A movimentação dos saldos de ressarcimentos ativos e passivos é como segue:

	Consolidado					Saldo final em 31.12.2018
	Saldo inicial em 31.12.2017	Provisão	Reversão de provisão	Atualização monetária	Pagamentos	
CCEE	1.412	1.209	-	101	(181)	2.541
Total ativo	1.412	1.209	-	101	(181)	2.541
CCEE	6.296	13.603	-	242	(3.160)	16.981
Distribuidoras	33.262	18.582	-	-	(21.693)	30.151
Renova Comercializadora - MCSD	9.126	-	(9.126)	-	-	-
Total passivo	48.684	32.185	(9.126)	242	(24.853)	47.132

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado					
	Saldo inicial em 31.12.2016	Efeito da aquisição	Provisão	Reversão de provisão	Pagamentos	Saldo final em 31.12.2017
CCEE	-	5.049	-	(3.584)	(53)	1.412
Total ativo	-	5.049	-	(3.584)	(53)	1.412
CCEE	-	18.877	-	(9.841)	(2.740)	6.296
Distribuidoras	-	34.147	58	-	(943)	33.262
Renova Comercializadora - MCS D	-	-	9.126	-	-	9.126
Total passivo	-	53.024	9.184	(9.841)	(3.683)	48.684

Abertura do ressarcimento por ciclo em 31 de dezembro de 2018:

Fonte	Consolidado				
	Ativo		Passivo		
	MWh	R\$	MWh	R\$	
CIRCULANTE					
CCEE - LER 2010 - Ciclo 09.2017 à 08.2018 (anual)	Eólico	-	-	1.685	332
CCEE - LER 2014 - Ciclo 10.2017 à 09.2020 (quadrienal)	Solar	-	-	2.738	518
CCEE - LER 2014 - Ciclo 10.2018 à 09.2019 (anual)	Solar	-	-	25.714	4.864
CCEE - LER 2015 - Ciclo 11.2018 à 10.2019 (anual)	Solar	-	-	1.923	643
Distribuidoras - LEN 2011 - Ciclo 01.2018 à 12.2018 (anual)	Eólico	-	-	40.522	6.026
Subtotal		-	-	72.582	12.383
NÃO CIRCULANTE					
CCEE - LER 2010 - 09.2017 à 08.2020 (quadrienal)	Eólico	50.938	2.411	52.326	9.898
CCEE - LER 2014 - 10.2017 à 09.2020	Solar	-	130	3.833	725
Distribuidoras - LEN 2011 - Ciclo 01.2016 à 12.2019 (quadrienal)	Eólico	-	-	162.235	24.126
Subtotal		50.938	2.541	218.394	34.749
Total		50.938	2.541	290.976	47.132

19 PROVISÕES PARA PROCESSOS JUDICIAIS E OUTROS

19.1 Processos com probabilidade de perda classificada como provável

Provisões são constituídas para os processos em que seja provável uma saída de recursos para liquidá-los e sobre as quais seja possível realizar uma estimativa razoável do valor a ser desembolsado. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia e de suas controladas incluem a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como, a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos e decisões de tribunais.

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários. A Companhia e suas controladas constituem provisões, com base em estimativas cabíveis, para eventuais assuntos identificados em fiscalizações realizadas pelas autoridades tributárias das respectivas jurisdições em que opera e cuja probabilidade de perda seja avaliada como provável. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência em fiscalizações anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia e de suas controladas. As estimativas e premissas utilizadas no registro das provisões para processos judiciais e outros são revisadas, no mínimo, trimestralmente.

As provisões para processos judiciais e outros e respectivos cauções e depósitos vinculados estão compostos da seguinte forma:

	Controladora				Consolidado			
	Passivo		Ativo		Passivo		Ativo	
	Provisão para processos judiciais e outros		Cauções e depósitos vinculados		Provisão para processos judiciais e outros		Cauções e depósitos vinculados	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Trabalhista (a)	5.161	4.820	3.895	3.021	5.161	4.820	3.895	3.021
Meio ambiente (b)	1.877	2.051	-	-	1.877	2.051	-	-
Regulatório (c)								
Perda no repasse da energia de Itaipu (c.1)	33.984	26.541	-	-	33.984	26.541	-	-
Despacho 288 (c.2)	36.441	33.221	-	-	36.441	33.221	-	-
Fiscal (d)								
Compensações IRPJ e CSLL (d.1)	5.878	5.739	-	-	5.878	5.739	-	-
PIS/Cofins sobre receitas financeiras (d.2)	9.611	3.948	9.070	3.637	9.611	3.948	9.070	3.637
Cível (e)								
Arbitragens (e)	-	-	-	-	32.477	58.000	-	-
Outros processos cíveis	3.472	3.125	-	-	3.472	3.125	-	-
Total	96.424	79.445	12.965	6.658	128.901	137.445	12.965	6.658
Circulante	3.933	3.067			36.410	3.067		
Não Circulante	92.491	76.378			92.491	134.378		
Total	96.424	79.445			128.901	137.445		

O total de cauções e depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2018 no montante de R\$13.735 (R\$7.218 em 31 de dezembro de 2017), de acordo com a classificação de probabilidade de perda do processo ao qual está vinculado, está demonstrado a seguir:

	Controladora e Consolidado							
	2018				2017			
	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total
Trabalhista	3.895	211	559	4.665	3.021	71	489	3.581
Fiscal	9.070	-	-	9.070	3.637	-	-	3.637
	12.965	211	559	13.735	6.658	71	489	7.218

A movimentação das provisões para processos judiciais e outros é como segue:

	Controladora					
	Trabalhista	Meio ambiente	Regulatório	Fiscal	Cível	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	3.774	2.017	59.413	5.534	2.852	73.590
Provisão	1.257	53	-	3.843	-	5.153
Atualização monetária	710	-	(293)	310	273	1.000
Atualização cambial	-	-	642	-	-	642
Reversão de provisão	(41)	(19)	-	-	-	(60)
Pagamentos	(880)	-	-	-	-	(880)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.820	2.051	59.762	9.687	3.125	79.445
Provisão	1.982	100	-	5.231	-	7.313
Atualização monetária	527	-	3.219	571	347	4.664
Atualização cambial	-	-	7.444	-	-	7.444
Reversão de provisão	(613)	(274)	-	-	-	(887)
Pagamentos	(1.555)	-	-	-	-	(1.555)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	5.161	1.877	70.425	15.489	3.472	96.424

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Consolidado					Total
	Trabalhista	Meio ambiente	Regulatório	Fiscal	Cível	
Saldo em 31 de dezembro de 2016	3.774	2.017	59.413	5.534	2.852	73.590
Efeito da aquisição do Alto Sertão II	-	-	-	-	58.000	58.000
Provisão	1.257	53	-	3.843	-	5.153
Atualização monetária	710	-	(293)	310	273	1.000
Atualização cambial	-	-	642	-	-	642
Reversão de provisão	(41)	(19)	-	-	-	(60)
Pagamentos	(880)	-	-	-	-	(880)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.820	2.051	59.762	9.687	61.125	137.445
Provisão	1.982	100	-	5.231	-	7.313
Atualização monetária	527	-	3.219	571	2.395	6.712
Atualização cambial	-	-	7.444	-	-	7.444
Reversão de provisão	(613)	(274)	-	-	-	(887)
Pagamentos	(1.555)	-	-	-	(27.571)	(29.126)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	5.161	1.877	70.425	15.489	35.949	128.901

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens abaixo, podem não ser precisamente realizadas devido ao andamento futuro dos processos.

- (a) **Trabalhistas:** Existem 140 processos (167 em 31 de dezembro de 2017) de ações de empregados e ex-empregados próprios e terceirizados pelos quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade entre outros. São considerados como perda provável 38 processos (38 em 31 de dezembro de 2017). O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia de R\$5.161, em 31 de dezembro de 2018 (R\$4.820 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que estes processos serão concluídos até 2023.

- (b) **Meio ambiente:** Existem 333 processos de ações civis públicas sobre supostos danos ambientais ocasionados por ocupações irregulares em áreas de preservação permanente envolvendo a Companhia no polo passivo. Os consultores jurídicos e a Administração da Companhia avaliaram a probabilidade de perda como provável para as medidas de recuperação ambiental dentro da área de concessão para 281 demandas, já que as demais 52 ações tiveram julgamentos favoráveis à Companhia e possuem recursos pendentes. O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia estimada de R\$1.877 (R\$2.051 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos até 2024.

- (c) **Regulatório:**

- (c.1) Perda no repasse de energia de Itaipu: Trata-se de discussão sobre a obrigatoriedade da Companhia de adquirir a energia de Itaipu na qualidade de quotista cogente. Em 23 de janeiro de 2003, foi obtida liminar assegurando o direito de a Companhia não efetuar a compra de energia elétrica proveniente de Itaipu. Essa liminar foi cassada em 26 de junho de 2003 e restabelecida em 30 de junho de 2003. Em 1 de outubro de 2004, o Superior Tribunal de Justiça suspendeu a liminar. Em 5 de outubro de 2004, a Companhia recorreu da decisão, no qual restou decidido que a suspensão da liminar só valeria para o futuro (os efeitos da tutela antecipada anteriormente concedida foram conservados para o período de janeiro de 2003 a setembro de 2004). Em 17 de agosto de 2007, foi proferida sentença de procedência dos pedidos formulados pela Companhia. Em 17 de outubro de 2007, foi interposta apelação pela Eletrobrás e, em 26 de novembro de 2007, foi interposta apelação pela ANEEL. Atualmente a Companhia aguarda julgamento dos recursos de apelação pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Considerando que não há decisão definitiva desse processo, a Administração da Companhia decidiu manter o saldo dessa provisão atualizado pela variação cambial, em 31 de dezembro de 2018, no montante de R\$33.984 (R\$26.541 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até o final de 2020.

- (c.2) Despacho 288: Em 16 de maio de 2002, a ANEEL publicou o Despacho ANEEL nº 288, que introduziu alterações em certas regras de comercialização do então existente Mercado Atacadista de Energia - MAE, e por isso, determinou o refazimento dos números obtidos pelo MAE na data de 13 de março de 2002, os quais reconheciam a Companhia como devedora no mercado de curto prazo. Aplicando-se as diretrizes de tal Despacho, a Companhia teria sua posição alterada no mercado, passando de devedora a credora. Todavia, a RGE Sul (anteriormente AES Sul), principal agente do mercado alcançado pelos efeitos das alterações instituídas pelo Despacho ANEEL nº 288 (pois passou de credora a devedora do mercado), ingressou com ação judicial buscando a anulação do referido despacho, bem como decisão de tutela antecipada para fazer valer as regras do mercado sem os efeitos do Despacho ANEEL nº 288. A tutela antecipada foi deferida à RGE Sul. Assim, a CCEE (sucessora do MAE) elaborou nova liquidação, agora sem os efeitos do Despacho ANEEL nº 288, mediante a qual a Companhia restou devedora do mercado. Em 29 de junho de 2012, a ação da RGE Sul foi julgada improcedente em 1ª instância. Em decorrência, a RGE Sul interpôs o recurso de apelação. Em 27 de março de 2014, foi proferida decisão de 2ª instância que julgou procedente a ação, determinando a anulação do Despacho ANEEL nº 288. Em face desta decisão, foram apresentados recursos pelos demais agentes do mercado e pela ANEEL. Ainda, a Companhia apresentou embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão anterior. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada nova decisão de 2ª. instância negando os recursos de embargos de declaração opostos pela Companhia, demais agentes de mercado e ANEEL contra a decisão favorável de mérito à RGE Sul. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recurso de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão anterior. Os recursos aguardam julgamento. O montante provisionado atualizado pelo IGPM até 31 de dezembro de 2018 corresponde a R\$36.441 (R\$33.221 em 31 de dezembro de 2017).

A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até o final de 2023.

(d) Fiscal:

- (d.1) Compensações IRPJ e CSLL: Em 02 de dezembro de 2008, a Companhia foi intimada pela Receita Federal sobre não homologação de 4 compensações administrativas realizadas entre os créditos de saldo negativo de IRPJ (2001 e 2002) e os débitos de IRPJ (2003 e 2004) e CSLL (2003). A principal razão do Fisco não homologar as mencionadas compensações é a suposta divergência entre as informações contábeis e fiscais. Os consultores jurídicos e a Administração da Companhia avaliaram que de um total de R\$129.530 (R\$126.695 em 31 de dezembro de 2017) envolvidos na discussão, R\$5.878 (R\$5.739 em 31 de dezembro de 2017) são considerados como de perda provável, sendo o restante considerado como perda possível. A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos durante o ano de 2020.
- (d.2) A Companhia discute judicialmente os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras a partir de 1º de julho de 2015. Enquanto não há decisão autorizando a não aplicação das novas regras do Decreto, a Companhia está obrigada a efetuar o recolhimento dos valores. A Companhia compensou os débitos com seus créditos de tributos federais até março de 2017, no total de R\$6.855, referente às competências de julho de 2015 a fevereiro de 2017. A partir de abril de 2017 (competência de março de 2017), a Companhia passou a efetuar depósitos judiciais nos montantes correspondentes aos tributos incidentes sobre as receitas financeiras. A Companhia registrou provisão que, atualizada até 31 de dezembro de 2018, corresponde a R\$9.611 (R\$3.948 em 31 de dezembro de 2017) e efetuou depósitos judiciais no montante atualizado de R\$9.070 (R\$3.637 em 31 de

dezembro de 2017). Em relação ao mérito da causa, a Administração juntamente com seus assessores legais, classifica como possível. Contudo, com relação ao desembolso de caixa, a Companhia estima como provável que venham a ocorrer pagamentos referentes a essa ação antes da discussão do mérito. Além disso, por se tratar de obrigação legal, a Companhia efetuou provisão para o referido valor. A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que este processo será concluído até 2021.

(e) Cível:

A Companhia reconheceu, na data da aquisição da Nova Energia, passivo contingente avaliado ao seu valor justo na combinação de negócios, no montante de R\$58.000. Desse montante, R\$22.265 já estavam registrados no balanço patrimonial da adquirida, na rubrica de “Fornecedores”. Tais valores referem-se a dois procedimentos arbitrais movidos em face da Renova e das 15 SPE’s relativas ao Complexo Eólico Alto Sertão II por fornecedores contratados na época.

O primeiro procedimento de arbitragem (“arbitragem A”) foi iniciado em dezembro de 2015, relativo à execução de contratos de locação de guindastes e montagem de torres em parques eólicos, com o objetivo de obter os valores remanescente devidos por supostos atrasos nos cronogramas de obras, alegadamente atribuíveis à Renova. Em julho de 2018, foi proferida sentença arbitral julgando procedentes os pedidos das requerentes e improcedentes os pedidos da Renova, determinando a liquidação de sentença para apuração dos valores relativos a determinados pleitos. Com relação à condenação pertinente aos pedidos líquidos, o montante atualizado para dezembro de 2018 totaliza a importância de R\$32.477. Os demais pedidos serão apurados em fase de liquidação de sentença.

O segundo procedimento arbitral (“arbitragem B”) foi iniciado por outro fornecedor, em novembro de 2016, relativo à construção (fundação e acessos) dos parques eólicos. Em linhas gerais, os pleitos do fornecedor são relativos a “Change Orders” (alterações de escopo durante a execução dos contratos), alterações tributárias e investimentos imprevistos pelo fornecedor em razão de atrasos nos cronogramas. Em janeiro de 2018, foi proferida sentença arbitral que julgou parcialmente procedente o pedido formulado, bem como condenou as SPE’s ao pagamento de R\$50.678, em face da qual, em agosto de 2018, foi assinado e protocolado acordo entre Renova, AES Tietê Energia, as SPE’s e Mammoet Wind, por meio do qual ficou consignado o pagamento de R\$50.000, em parcela única, encerrando a discussão objeto desta arbitragem. Dessa forma, a Companhia utilizou R\$48.433 de garantias contratuais previstas no SPA (nota explicativa nº 9) e efetuou pagamento de R\$1.567 em caixa.

19.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Meio ambiente (a)	Não determinado	Não determinado	Não determinado	Não determinado
Cível (b)	8.709	7.810	8.709	94.799
Fiscal (c)	328.114	276.745	328.114	276.745
Regulatório (d)	109.482	109.482	109.482	109.482
Total	446.305	394.037	446.305	481.026

A seguir a Companhia apresenta as principais contingências passivas, considerando o montante mínimo de divulgação de R\$5.000 e relevância do tema.

- (a) Meio ambiente - Recomposição de danos ambientais: Referem-se a 3 ações civis públicas relacionadas à suspensão do processo de licenciamento ambiental da Companhia, bem como sua condenação à recomposição dos supostos danos ambientais decorrentes da inundação dos reservatórios de (a.1) Bariri, (a.2) Barra Bonita e (a.3) Nova Avanhandava, e possuem valor de causa simbólico, motivo pelo qual não é possível, no momento, estimar o valor de um possível desembolso futuro.
- (a.1) Em janeiro de 2007, foi deferida liminar para determinar que a Companhia se abstenha de conceder, a título oneroso ou gratuito, o uso das faixas de terras inseridas em área de preservação permanente. Em agosto de 2007, as partes acordaram pela suspensão do processo, para que a Companhia apresente PACUERA (Plano Ambiental de Conservação de Uso do Entorno do Reservatório Artificial). Em agosto de 2008, a Companhia informou quanto a necessidade da CETESB apresentar diretrizes (Termo de Referência) para o respectivo PACUERA, tendo sido proferida decisão para suspender o processo até que a CETESB apresente as referidas diretrizes.
- (a.2) Com relação à ação do Reservatório de Barra Bonita, houve decisão em 1ª instância em 13 de junho de 2016, na qual a Companhia foi condenada a recompor os danos ambientais (recuperação de mata ciliar) com base na metragem da legislação ambiental à época do empreendimento (Antigo Código Florestal). Os demais pedidos foram julgados improcedentes (estudo de impacto ambiental, unidade de conservação e indenização). Em 14 de julho de 2016, a Companhia apresentou recurso contra a aplicação do Antigo Código Florestal, visto que os assessores legais da Companhia avaliam como altas as chances de os Tribunais reformarem a decisão para aplicarem a metragem do Novo Código Florestal, de acordo com o plano de reflorestamento apresentado na CETESB pela Companhia. O processo foi então remetido ao Tribunal de Justiça. Em janeiro de 2018, na 1ª Câmara reservada ao Meio Ambiente, foi proferido despacho determinando o retorno dos autos à origem, diante da ausência de intimação do Ministério Público acerca da sentença e atos processuais posteriores. Em março de 2018, os autos foram recebidos na vara de origem e remetidos ao Ministério Público, o qual apresentou a sua manifestação. Em decorrência, a Companhia apresentou a sua manifestação à cota da Procuradoria e o processo será remetido para julgamento; e
- (a.3) Com relação à ação do Reservatório de Nova Avanhandava, após decisão que julgou improcedente a ação em 1ª instância, em outubro de 2009, o Tribunal decidiu por anular a decisão de 1ª instância, determinando a realização de perícia, a fim de verificar se houve dano/impacto ambiental que não estivesse compensado pelo licenciamento ambiental. Após as apresentações dos recursos cabíveis, em julho de 2017, a referida decisão transitou em julgado, razão pela qual o processo retornou para a 1ª instância para a realização de perícia.

Além disso, a Companhia possui 1 ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público contra o Estado de São Paulo, CETESB e Companhia, com o objetivo de impedir a proliferação de Algas Cianofíceas no Rio Tietê. Da companhia, o Ministério Público requer: (a) plano de contingência para o controle e redução das algas nos reservatórios de Promissão, Ibitinga e Barra Bonita sempre que atingirem níveis que coloquem em risco a saúde humana; (b) monitoramento do Rio Tietê com coletas mensais, informando os resultados à CETESB; (c) reflorestamento de toda a margem dos reservatórios que opera, localizados no Rio Tietê; e (d) pagamento de indenização pelos danos eventualmente considerados irreversíveis causados ao meio ambiente, a serem apurados em liquidação de sentença. Em 03 de setembro de 2018, foi concedida liminar aos pedidos do Ministério Público, a qual determina à Companhia: (i) Estabelecer, em conjunto com o Estado e a CETESB, plano de contingência para o controle e redução das cianobactérias nos reservatórios de Promissão, Ibitinga e Barra Bonita; (ii) Iniciar monitoramento do rio tietê e seus tributários, com coletas mensais, devendo informar os resultados à CETESB com a mesma periodicidade e ainda disponibilizar os dados obtidos nesse monitoramento em seu site na

internet; e (iii) Apresentar, no prazo máximo de 6 meses, projeto de reflorestamento de toda a mata ciliar dos reservatórios que opera ao longo do Rio Tietê. A Companhia recorreu da decisão liminar, buscando suspender seus efeitos, e em 24 de outubro de 2018, foi publicada decisão favorável à Companhia no tribunal, suspendendo os efeitos da Liminar. O Ministério Público apresentou contrarrazões ao recurso da Companhia, o qual encontra-se pendente de julgamento. Tal ação possui valor de causa simbólico, motivo pelo qual não é possível, no momento, estimar o valor de um possível desembolso futuro.

(b) Cível:

(b.1) Obrigação de expansão: Em outubro de 2018, a Companhia assinou acordo judicial com o Estado de São Paulo. No acordo judicial, restou registrado que: (i) 80% da obrigação de expansão (317 MW) foi cumprida ou está em fase de cumprimento; e (ii) a partir da homologação judicial do acordo, a Companhia terá o prazo de até 6 anos para cumprir o saldo remanescente (81 MW). Diante do exposto, a partir da referida homologação judicial, o processo ficará suspenso por 6 anos. Em caso de não cumprimento da obrigação remanescente no prazo de até 6 anos, fica a Companhia sujeita aos termos formulados na petição inicial pelo Estado de São Paulo, sob pena de pagamento de indenização por eventuais perdas e danos. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 1.2.

(b.2) Em 13 de março de 2013, foi movida ação judicial contra a Companhia, visando a cobrança de valores supostamente devidos em razão da rescisão de contratos de reflorestamento celebrados entre a empresa e a Companhia, na medida que a Autora entende não ter incorrido nas hipóteses de rescisão unilateral dos contratos e, portanto, ser credora de valores residuais.

Em abril de 2013, a Companhia apresentou contestação. Em virtude de tratar-se de matéria de prova, o juiz de 1ª instância determinou a realização de perícias (ambiental e contábil), com o fim de identificar a veracidade dos fatos alegados na inicial. Atualmente, o processo encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão de perícia ambiental. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor estimado de aproximadamente R\$7.963, atualizado até 31 de dezembro de 2018 (R\$7.138 em 31 de dezembro de 2017).

(b.3) A Companhia reconheceu, na data da aquisição da Nova Energia, passivo contingente avaliado ao seu valor justo na combinação de negócios. Em virtude da decisão desfavorável proferida na Arbitragem A e acordo, com o respectivo pagamento, da Arbitragem B, descritas na nota explicativa nº 19.1, houve alteração na parcela possível dos processos em questão, visto que a discussão da Arbitragem B foi encerrada e na Arbitragem A há uma condenação líquida de R\$32.476 e parcela ilíquida que será apurada no final do processo.

(b.4) Refere-se à ação de desapropriação indireta do imóvel confrontante em face da Companhia, em razão da erosão resultante das águas do reservatório requerendo, além da indenização, realização de obras para contenção da erosão (águas do reservatório teriam invadido e inutilizado parte da propriedade da Autora). Em março de 2017, foi proferida decisão de 1ª instância favorável aos interesses da Companhia, a qual julgou totalmente improcedente a ação de desapropriação indireta proposta em face da Companhia. Em junho de 2017, a autora interpôs o recurso de apelação. Em junho de 2018, o Tribunal negou provimento a apelação interposta pela autora. Como a parte contrária não interpôs recurso, a decisão favorável à Companhia transitou em julgado em agosto de 2018. Em decorrência, o processo será encaminhado ao arquivo. Essa contingência não possuía valor determinado.

(c) Fiscal:

(c.1) Compensações de IRPJ e CSLL: Referem-se a intimações da Receita Federal sobre a não homologação de 4 compensações administrativas de IRPJ e CSLL, conforme mencionado

no item (d.1) da nota explicativa nº 19.1 sendo estimado como perda possível R\$123.652 de um total de R\$129.530 (R\$120.956 de um total de R\$126.695 em 31 de dezembro de 2017). Em 19 de abril de 2017, a Companhia foi intimada de decisão de 2ª instância administrativa desfavorável aos seus interesses. Tal decisão foi proferida em um dos quatro processos administrativos, cujo prognóstico é classificado como possível, em que se discutem as compensações de IRPJ e CSLL, o qual corresponde ao valor de R\$49.338. Em 27 de abril de 2017, a Companhia interpôs recurso especial que será apreciado pela Câmara Superior do CARF. Apesar da decisão desfavorável, o prognóstico de perda permanece classificado como possível. A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que esta fase do processo será concluída durante o ano de 2019. No tocante às demais três compensações, aguarda-se decisão dos recursos administrativos apresentados pela Companhia perante o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF (2ª instância administrativa). Em relação a esses três processos, a administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que as fases atuais dos processos serão concluídas durante o ano de 2020.

- (c.2) Auto de infração - ágio: Refere-se ao Auto de Infração lavrado emitido pela Receita Federal do Brasil - RFB, visando a cobrança de valores relativos a IRPJ e CSLL, no montante de R\$153.772 atualizado até 31 de dezembro de 2018 (R\$124.605 até 31 de dezembro de 2017). A autuação se deve ao fato de, no exclusivo entendimento da RFB, ter havido uma dedutibilidade indevida nas bases de cálculo de IRPJ e CSLL em função do ágio registrado na incorporação da AES Gás Empreendimentos Ltda e Tietê Participações Ltda. Vale esclarecer que o ágio objeto do questionamento decorreu da expectativa de rentabilidade futura na aquisição da Companhia de Geração Tietê S.A. quando do leilão de privatização do setor elétrico ocorrido em 1998. Em maio de 2013, houve decisão de 1ª instância favorável à Companhia. Em maio de 2016, foi proferida decisão de 2ª instância desfavorável aos interesses da Companhia. Segundo o entendimento do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF), o aproveitamento do ágio foi considerado ilegítimo e reduzida apenas a multa aplicada no Auto de Infração de 150% para 75%. Em agosto de 2016, a Companhia recebeu intimação relativa à decisão desfavorável proferida pelo CARF. Em virtude de omissões quanto a fundamentação legal da decisão, a Companhia opôs embargos de declaração. Em novembro de 2016, a Companhia recebeu decisão desfavorável, a qual rejeitou os embargos de declaração apresentados. Em face desta decisão, foi interposto Recurso Especial. Em outubro de 2017, foi proferida decisão desfavorável aos interesses da Companhia pela Câmara Superior do CARF. Desta forma, encerraram-se as possibilidades de recursos na esfera administrativa. Em janeiro de 2018, a Companhia ingressou com medida judicial para discutir o débito em questão. Ainda, com o intuito de suspender a exigibilidade do débito, foi apresentado seguro garantia e obtida decisão liminar para garantir a suspensão do débito. Atualmente, aguarda-se o julgamento de mérito em 1ª instância. Em virtude do ajuizamento de execução fiscal, os valores discutidos no processo sofreram um acréscimo de 20% relativos aos encargos legais, representando um aumento no montante de R\$24.878. Em maio de 2018, a Companhia opôs embargos à execução fiscal. Em outubro de 2018, foi proferida decisão de 1ª instância que julgou os embargos à execução extintos sem a análise do mérito. Em decorrência, foi interposto o recurso de apelação, o qual encontra-se pendente de julgamento. Em relação ao andamento da ação anulatória, aguarda-se o julgamento em 1ª instância. Em que pese o encerramento da esfera administrativa de forma desfavorável, o prognóstico de perda permanece inalterado.
- (c.3) Auto de infração - Refere-se ao Auto de Infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal por dedução supostamente indevida, no ano de 2008, dos investimentos realizados em projetos de P&D da base de cálculo de IRPJ/CSLL, bem como a variação monetária passiva decorrente dos investimentos. Em novembro de 2012 foi apresentada defesa pela Companhia, tendo sido proferido julgamento desfavorável aos interesses da Companhia. Em novembro de 2013, foi apresentado recurso voluntário. Em maio de 2016, foi proferida decisão de 2ª instância desfavorável à Companhia. Em decorrência, foram opostos embargos de declaração. Em outubro de 2016, foi proferida decisão desfavorável que rejeitou os embargos de declaração. Em decorrência, foi interposto recurso especial,

o qual encontra-se pendente de julgamento pela Câmara Superior do CARF. Em que pese a decisão desfavorável, o prognóstico de perda permanece inalterado. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$9.165 (R\$8.848 em 31 de dezembro de 2017).

- (c.4) Mandado de Segurança- Multa de Mora: Em abril de 2005, a Companhia moveu ação judicial em face da União Federal com o intuito de afastar a aplicação de multa de mora dos pagamentos de diferenças espontaneamente recolhidas a título de Contribuição ao PIS e da COFINS, referentes aos meses de junho a outubro de 2004. Em outubro de 2005, foi proferida decisão de 1ª instância, favorável aos interesses da Companhia. Em decorrência, a União Federal interpôs o recurso de apelação. Em setembro de 2008, foi proferida decisão de 2ª instância que negou provimento ao recurso da União Federal, mantendo a decisão favorável a Companhia. Em face desta decisão, a União Federal interpôs Recurso Especial e a Vice-Presidência do Tribunal Regional Federal da 3ª Região determinou que fosse realizado o juízo de retratação e, com isso, um novo julgamento do recurso de apelação da União. Em fevereiro de 2010, foi proferida decisão monocrática favorável aos interesses da União Federal. Em decorrência, em fevereiro de 2011, a Companhia interpôs Recurso Especial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do referido recurso. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$9.452 (R\$9.188 em 31 de dezembro de 2017).
- (c.5) Auto de Infração IRPJ - Refere-se a Auto de Infração lavrado pela Receita Federal para cobrança de IRPJ referente as estimativas mensais de dezembro de 2004 e dezembro de 2007, acrescidos de multa isolada e de ofício. Em novembro de 2009, foi proferida decisão de 1ª instância parcialmente favorável a Companhia, a qual cancelou a cobrança de IRPJ relativa ao ano de 2007 e parcialmente a cobrança relativa ao ano de 2004, além de cancelar parcela da multa aplicada. Em decorrência, além do recurso de ofício (por parte da Fazenda), a Companhia interpôs recurso voluntário. Em abril de 2014, foi proferida decisão de 2ª instância que negou provimento ao recurso de ofício e deu parcial provimento ao recurso voluntário da Companhia. Em face desta decisão, a Companhia interpôs recurso especial para discutir a parcela da decisão que manteve a cobrança de IRPJ relativa ao ano de 2004. Como a Fazenda apresentou recurso especial apenas em face da parcela da decisão que cancelou as multas, tornou-se definitivo o cancelamento da cobrança de IRPJ relativa ao ano de 2007 e parcela do imposto referente ao ano de 2004. Atualmente, aguarda-se o julgamento pelo CARF do recurso especial apresentado pela Fazenda. No tocante ao recurso especial da Companhia, em março de 2018, foi proferida decisão que negou provimento ao recurso. Assim, em virtude do encerramento da discussão na esfera administrativa e com o intuito de continuar discutindo judicialmente a matéria, a Companhia apresentou seguro garantia e, atualmente, aguarda-se o julgamento dos embargos à execução fiscal, em 1ª instância. O valor atualizado do caso para 31 de dezembro de 2018 é de R\$15.577.
- (d) Regulatório: Resolução Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 3, de 6 março de 2013: A Resolução CNPE nº 3, estabeleceu diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, bem como instituiu novo critério para rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas durante a fase de transição e anterior à implementação do novo cálculo do PLD (de abril a agosto de 2013). Pelo novo critério, o custo dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS por motivo de segurança energética, que era rateado integralmente pela categoria consumo, consumidores livres e distribuidoras, passa a ser rateado por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN, inclusive geradores e comercializadores.

Em maio de 2013, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) obteve liminar que suspendeu o rateio do ESS aos produtores independentes. A decisão judicial apontou que os custos só poderiam ser repassados aos produtores independentes por meio de mudança em lei. Conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de perda da ação é classificada como possível.

Em 05 de dezembro de 2014, houve sentença favorável à APINE, ratificando a liminar obtida, declarando desta forma a inexigibilidade do ESS decorrente da Resolução CNPE 03. Em 12 de dezembro de 2014, a União interpôs apelação à referida sentença. Em 01 de junho de 2015, a APINE apresentou suas contrarrazões à apelação interposta pela União.

Em 07 de junho de 2016, por unanimidade de votos, a 7ª Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região negou provimento ao recurso de apelação da União. Em decorrência, foi interposto recurso especial, o qual encontra-se pendente de julgamento. Com base nas decisões judiciais e nos pareceres jurídicos obtidos pela APINE, a Companhia não reconhece o custo do ESS por motivo de segurança energética. A liminar obtida pela APINE continua vigente.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar aproximadamente R\$109.482, referentes aos valores originais divulgados pela CCEE nas liquidações financeiras ocorridas até 31 de dezembro de 2018 (R\$109.482 até 31 de dezembro de 2017).

19.3 Outros processos - Rebaixamento Hidrelétrico (*Generation Scaling Factor - GSF*)

A APINE obteve em 1º de julho de 2015, uma liminar favorável a todas as geradoras elétricas representadas pela associação no âmbito da Ação Judicial, entre elas a Companhia. Em 07 de fevereiro de 2018, a ação judicial foi julgada improcedente em 1ª instância e, conseqüentemente, revogou os efeitos da liminar que protegia as empresas associadas da APINE dos efeitos do GSF no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Em 14 de fevereiro de 2018, foram opostos embargos de declaração, julgados em 16 de fevereiro de 2018, preservando os efeitos da liminar durante o período em que a mesma esteve válida, ou seja, de 01 de julho de 2015 a 07 de fevereiro de 2018, até o julgamento definitivo, em 2ª instância.

Em 20 de fevereiro de 2018, a ANEEL opôs embargos de declaração, com o objetivo de reformar a parcela da decisão que restabeleceu os efeitos de liminar. Em 06 de março de 2018, foi proferida decisão que negou provimento aos embargos de declaração da ANEEL e, conseqüentemente, manteve os efeitos da liminar favorável à APINE. A ANEEL apelou da decisão de 1ª instância, buscando, através de pedido liminar, cancelar a decisão que manteve os efeitos da liminar em favor da APINE (no período de 07 de janeiro de 2015 a 07 de fevereiro de 2018).

Em 30 de abril de 2018, o Tribunal negou o pedido da ANEEL. A APINE, por sua vez, também apelou da decisão de 1ª instância, pleiteando, dentre outros pedidos, que os efeitos da liminar não se restringissem a 07 de fevereiro de 2018, mas sim até o julgamento final em 2ª instância.

Em 07 de maio de 2018, o Tribunal acatou o pedido da APINE e, conseqüentemente, determinou que a CCEE fique impossibilitada de aplicar, mensalmente, os efeitos do GSF no MRE, aos integrantes da ação judicial.

A ANEEL recorreu da decisão do Tribunal que estendeu os efeitos da liminar e, em 23 de outubro de 2018, o Superior Tribunal de Justiça - STJ proferiu decisão que deferiu parcialmente o pleito da ANEEL. Com essa decisão, foi mantida a liminar para o período compreendido entre julho de 2015 a fevereiro de 2018 e revogada a parcela da decisão que estendeu os efeitos da estabilização da liminar para o período posterior à própria decisão (maio de 2018) e até trânsito em julgado da sentença. Na prática, esta decisão permite que os valores de GSF em aberto correspondentes ao período posterior a fevereiro de 2018 passem ser liquidados pela CCEE. Com relação ao mérito da discussão, aguarda-se o julgamento das apelações interpostas pela ANEEL e APINE.

A Companhia estima que o provável desembolso relacionado a esta discussão, atualizado até 31 de dezembro de 2018, seja de aproximadamente R\$979.740 (R\$711.048 em 31 de dezembro de 2017), montante este recebido pela Companhia por meio das liquidações financeiras da CCEE, sem impacto deste valor em sua demonstração de resultado, uma vez que os efeitos dessas operações já se encontram devidamente reconhecidos, sem considerar os efeitos das medidas liminares. Com a finalidade de atender possíveis compromissos futuros do GSF, esses

montantes recebidos estão mantidos em investimentos, sob a rubrica Caixa e equivalentes de caixa. Vide notas explicativas nº 13 e 30.3 (c.2).

Cartas de fiança, seguro garantia e caução

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possui 1 carta de fiança no valor de R\$494 e 5 seguros garantia no valor de R\$169.764 para processos judiciais de natureza tributária e trabalhista, totalizando uma importância segurada de R\$170.258, ao custo de 0,34% a 3,25% a.a. Os valores referentes ao seguro garantia estão registrados como despesas pagas antecipadamente e amortizados no resultado do exercício de acordo com o prazo contratual, de forma linear.

20 ENCARGOS SETORIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
CIRCULANTE				
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	2.675	11.203	2.675	11.203
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	8.065	7.789	8.065	7.789
Fundo nacional de desenvolvimento científico tecnológico	411	484	411	484
Ministério de minas e energia	205	242	205	242
Taxa de fiscalização ANEEL	565	565	648	646
Subtotal	11.921	20.283	12.004	20.364
NÃO CIRCULANTE				
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	15.788	8.459	15.788	8.459
Subtotal	15.788	8.459	15.788	8.459
Total	27.709	28.742	27.792	28.823

21 OUTRAS OBRIGAÇÕES

CIRCULANTE	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Obrigações de aquisições ⁽ⁱⁱ⁾	19.989	-	19.989	-
Meio ambiente	1.583	1.690	2.009	4.026
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo	437	4.923	437	4.923
Ajuste financeiro MCSD ⁽ⁱⁱⁱ⁾	-	-	335	-
Obrigações especiais ⁽ⁱ⁾	459	-	464	-
Demais obrigações	534	474	2.865	509
Subtotal	23.002	7.087	26.099	9.458
NÃO CIRCULANTE				
	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Obrigações de aquisições ⁽ⁱⁱ⁾	64.798	92.891	46.615	93.103
Meio ambiente	7.850	9.110	14.442	13.812
Provisões para desmobilização ^(iv) (nota 11)	-	-	12.821	-
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo	-	410	-	410
Ajuste financeiro MCSD ⁽ⁱⁱⁱ⁾	-	-	5.934	-
Obrigações especiais ⁽ⁱ⁾	3.879	-	3.967	-
Demais obrigações	2.873	2.548	3.593	2.602
Subtotal	79.400	104.959	87.372	109.927
Total	102.402	112.046	113.471	119.385

(i) De acordo com a publicação do Decreto 9022/2017, em seu artigo 27, os recursos do fundo de reversão e da Reserva Global de Reversão (RGR) que foram investidos e não compensados serão corrigidos monetariamente pelos mesmos índices de correção dos ativos. Assim, a

Companhia amortizará integralmente os débitos com o fundo da RGR até 31 de dezembro de 2026. A CCEE vem cobrando o referido saldo em parcelas mensais, aplicando juros de 5% a.a.

- (ii) Refere-se à parte da contraprestação a ser transferida em troca da aquisição do controle acionário do Complexo Alto Sertão II. Vide nota explicativa nº 1.1.
- (iii) Conforme mencionado na nota explicativa nº 1, as controladas do Complexo Alto Sertão II desconstruíram um volume total de 100,2 MWm de energia dos parques do LEN 2011 (A-3) para o período de janeiro a dezembro de 2017. Com a mudança de controle para a Companhia, ficou estabelecido no contrato de venda para a Renova Comercializadora de Energia S.A, firmado em 03 de agosto de 2017, que a diferença entre a energia comprada e a energia entregue, geraria uma obrigação de ressarcimento, com as mesmas regras do CCEAR com a CCEE, detalhados na nota explicativa nº 18. De acordo com o estabelecido, o ressarcimento é atualizado pelo IPCA e será pago até dezembro de 2020.
- (iv) Em junho de 2018, a Companhia reconheceu provisão no montante de R\$12.530 em contrapartida ao imobilizado, correspondente à expectativa de desembolso futuro para desmantelamento, demolição e todos os demais gastos associados à retirada de serviço de ativos de longo prazo do Complexo Eólico Alto Sertão II. O prazo previsto para realização desta provisão é o término dos contratos de arrendamento dos parques eólicos. O cálculo do valor da provisão para desmantelamento foi efetuado com base na estimativa desses custos por consultor externo, projetado até ao fim da vida útil do parque eólico. A taxa de desconto utilizada para o cálculo do valor presente da provisão foi de 4,1% na data-base da avaliação.

22 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social autorizado é de R\$4.600.000 sendo R\$2.383.260 em ações ordinárias e R\$2.216.740 em ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

O capital social subscrito e integralizado é de R\$416.646 (R\$416.646 em 31 de dezembro de 2017), dividido em 1.967.384.912 ações, sendo 775.174.584 ações ordinárias e 1.192.210.328 ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

A seguir está apresentada a composição acionária da Companhia:

	2018		2017	
	Ordinárias		Ordinárias	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
AES Holdings Brasil Ltda.	477.289.199	61,57	477.289.199	61,57
BNDESPar	111.477.600	14,38	111.477.600	14,38
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	31.228.340	4,03	31.228.340	4,03
Outros	155.179.442	20,02	155.159.742	20,02
Ações ordinárias em circulação	775.174.581	100,00	775.154.881	100,00
Ações em tesouraria	3	-	19.703	-
Total das ações ordinárias	775.174.584	100,00	775.174.584	100,00
	Preferenciais		Preferenciais	
	Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas				
AES Holdings Brasil Ltda.	471.926	0,04	471.926	0,04
BNDESPar	445.910.403	37,40	445.910.403	37,40
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.	124.913.360	10,48	124.913.360	10,48
Outros	620.914.627	52,08	620.835.827	52,07
Ações preferenciais em circulação	1.192.210.316	100,00	1.192.131.516	99,99
Ações em tesouraria	12	-	78.812	0,01
Total das ações preferenciais	1.192.210.328	100,00	1.192.210.328	100,00
Total das ações	1.967.384.912		1.967.384.912	

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite capital social autorizado, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária emitindo as ações correspondentes a cada espécie, respeitada a proporção das ações existentes e também poderá emitir bônus de subscrição.

Na emissão de ações dentro do limite do capital autorizado serão fixados: a) quantidade, espécie e classe de ações: b) preço da emissão: c) demais condições de subscrição e integralização em virtude da exigência da Lei n.º 6.404/76 e suas alterações (“Lei das Sociedades por Ações”).

22.1 Reservas, ajuste de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes

	Controladora	
	2018	2017
<u>Reservas de capital:</u>		
Reserva especial de ágio na incorporação (a)	186.570	186.570
Remuneração das imobilizações em curso - capital próprio	9.405	9.405
Ações e opções de ações outorgadas (b)	2.839	2.414
Ações em tesouraria	264	117
Subtotal	199.078	198.506
<u>Avaliação patrimonial:</u>		
Ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos (c)	743.629	801.742
<u>Outros resultados abrangentes:</u>		
Plano de previdência privada - ganho (perda) atuarial, líquido de impostos (d.1)	(16.494)	770
Hedge de fluxo de caixa, líquido de impostos (d.2)	1.797	624
Subtotal	(14.697)	1.394
<u>Reservas de lucro:</u>		
Reserva legal (e)	83.329	83.329
Proposta de distribuição de dividendos adicionais (nota 23)	78.616	47.678
Reserva de investimentos (f) (nota 23)	16.873	8.463
Subtotal	178.818	139.470
Total	1.106.828	1.141.112

- (a) A reserva especial de ágio foi gerada pelos seguintes eventos: (i) incorporação do ágio da controladora AES Gás Ltda. no montante de R\$266.740, dos quais R\$59.811 foram capitalizados, remanescendo na conta de reserva o montante de R\$206.929; (ii) incorporação do ágio da AES Tietê Participações S.A. no montante de R\$25.617, conforme deliberado na AGE realizada em 28 de setembro de 2007; e (iii) incorporação do ágio da AES Brazilian Energy Holdings no montante de R\$108.652 como parte da reorganização societária, totalizando R\$341.198.

Em 05 de julho de 2016, a Companhia obteve aumento de capital, mediante a capitalização parcial da Reserva Especial de Ágio no valor de R\$154.628 decorrente da realização do benefício fiscal do ágio, remanescendo na conta de reserva o montante de R\$186.570.

De acordo com o permitido na Instrução CVM nº319, na medida em que seja realizado o benefício fiscal da reserva especial de ágio na incorporação, constante do patrimônio líquido da Companhia, este benefício poderá ser capitalizado em favor da AES Holding Brasil Ltda. e da BNDESPAR, sendo garantido aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, de forma a manter sua participação acionária na Companhia. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 8.

- (b) É composta por outorga de ações e opções de compra de ações da The AES Corporation aos administradores, empregados ou pessoas naturais que prestam serviços à Companhia. Essa reserva poderá ser utilizada para aumento de capital em favor da The AES Corporation após o aporte de recursos através da entrega das ações aos colaboradores da Companhia, sendo garantido aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.
- (c) Ajuste de Avaliação Patrimonial (custo atribuído ao ativo imobilizado): A Companhia decidiu atribuir novo custo aos saldos de seus ativos imobilizados na data-base da transição para a adoção Inicial dos Pronunciamentos Técnicos (CPCs), em 1 de janeiro de 2009. Assim, foi elaborado um laudo de avaliação do ativo imobilizado da Companhia. Na data de transição o valor desta mais valia, no montante de R\$1.437.623, foi registrado no ativo imobilizado em contrapartida ao patrimônio líquido, na rubrica “Ajuste de Avaliação Patrimonial”, líquido dos efeitos tributários os quais estão classificados como “Tributos e contribuições sociais diferidos” no passivo não circulante, e são realizados na medida em que a mais valia dos bens vinculados a ela seja depreciada/amortizada ou alienada.
- (d) Em 31 de dezembro de 2018 o saldo dos outros resultados abrangentes era composto pelo ganho ou perda atuarial do plano de pensão e pelo hedge de fluxo de caixa.
- (d.1) Outros resultados abrangentes relacionados ao ganho (perda) atuarial do plano de pensão apresentam (R\$16.494) (R\$770 em 31 de dezembro de 2017), líquido de imposto de renda e contribuição social.
- (d.2) Parcela efetiva resultante de variações no valor justo de instrumentos de hedge contratados para fins de hedge de fluxo de caixa e reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”. Para mais detalhes vide nota explicativa nº 30.1.3.
- (e) De acordo com a legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido anual apurado nos seus livros societários preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil para reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital social. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia atingiu o limite de 20% estabelecido pela legislação, não sendo necessário o registro de complemento a partir dessa data. A reserva legal poderá ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não poderá ser usada para fins de distribuição de dividendos.
- (f) De acordo com o disposto no artigo 196 da Lei nº 6.404/76, o Conselho de Administração submeterá a proposta de orçamento de capital à apreciação da AGO a ser realizada em 25 de abril de 2019. Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da reserva de investimentos é de R\$16.873.

23 DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado na forma prevista no artigo 202 da Lei 6.404/76. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo circulante nas seguintes ocasiões: (i) dividendos intermediários e/ou intercalares - quando de sua aprovação pela Reunião do Conselho de Administração (RCA); (ii) se aplicável, o valor equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício social; (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício - quando de sua aprovação pela AGO, e (iv) juros sobre o capital próprio - quando de sua aprovação pela RCA ou AGO.

O benefício fiscal dos juros sobre o capital próprio é apropriado ao resultado do exercício, na mesma competência do reconhecimento das despesas com juros sobre o capital próprio.

	2018	2017
Lucro líquido do exercício	287.963	298.277
Realização de ajustes de avaliação patrimonial	58.113	56.975
Ajuste por conta de dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	201	601
Constituição de reserva legal (nota 22.1 (e))	-	(9.904)
Base para pagamento de dividendos	346.277	345.949
Destinação:		
Dividendos intermediários distribuídos (nota 23.2)	211.888	240.140
Juros sobre o capital próprio (nota 23.3)	47.363	49.668
Dividendos complementares, excedentes ao mínimo obrigatório (nota 23.4)	78.616	47.678
Reserva de investimentos (nota 23.5)	8.410	8.463
Total destinado	346.277	345.949

23.1 Dividendos e juros sobre o capital próprio do exercício de 2017 pagos em 2018

Em 31 de dezembro de 2017, de acordo com o disposto no parágrafo 3º do artigo 176 da Lei 6.404/76, foi registrada proposta da Administração da Companhia para distribuição de dividendos complementares no montante de R\$47.678, correspondente a R\$0,02423384513 por ação ordinária e preferencial e R\$0,12116922565 por *unit* referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. Este valor estava classificado no patrimônio líquido sob a rubrica “proposta de distribuição de dividendos adicionais”. Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária (AGOE) realizada em 24 de abril de 2018, foi aprovada sua distribuição, sendo o pagamento realizado em 25 de julho de 2018.

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 07 de dezembro de 2017, foi aprovada a segunda distribuição dos juros sobre o capital próprio daquele ano, não imputáveis ao dividendo obrigatório referentes ao exercício de 2017, no montante de R\$12.425 correspondente a R\$0,00631571829 por ação ordinária e preferencial e R\$0,03157859145 por *unit*. A Companhia realizou o pagamento no montante de R\$12.425 em 10 de janeiro de 2018.

23.2 Dividendos do exercício de 2018 pagos durante o exercício

- Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 07 de maio de 2018, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários, no montante de R\$68.799 correspondente a R\$0,03496966957 por ação ordinária e preferencial e R\$0,17484834785 por *unit* referente ao período encerrado em 31 de março de 2018. O pagamento foi realizado em 25 de julho de 2018.
- Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 06 de agosto de 2018, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários, no montante de R\$103.701 correspondente a R\$0,05270980253 por ação ordinária e preferencial e R\$0,26354901265 por *unit* referente ao período encerrado em 30 de junho de 2018. O pagamento foi realizado em 10 de outubro de 2018.
- Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 05 de novembro de 2018, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários, no montante de R\$39.388 correspondente a R\$0,02002061926 por ação ordinária e preferencial e R\$0,10010309630 por *unit* referente ao período encerrado em 30 de setembro de 2018. O pagamento foi realizado em 22 de novembro de 2018.

23.3 Juros sobre o capital próprio do exercício de 2018

Em Reunião do Conselho de Administração realizada 06 de dezembro de 2018, foi aprovada a distribuição dos juros sobre o capital próprio, não imputáveis ao dividendo obrigatório referentes ao exercício de 2018, no montante de R\$47.363 correspondente a R\$0,02407399362 por ação ordinária e preferencial e R\$0,12036996810 por *unit*. O pagamento será realizado no exercício social de 2019, em data a ser definida pela Diretoria da Companhia.

23.4 Dividendos adicionais propostos

A Diretoria encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 15 de fevereiro de 2019, proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2018, no valor de R\$78.616 correspondente a R\$0,03996170425 por ação ordinária e preferencial e R\$0,19980852125 por *unit*.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, não aprovado em Assembleia Geral ou pelo órgão competente, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Esses dividendos excedem o mínimo obrigatório e, portanto, estarão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada “Dividendos complementares, excedentes ao mínimo obrigatório”, até a sua aprovação pela AGO.

23.5 Reserva de investimentos

Em razão da expectativa de crescimento e investimento da Companhia, das projeções realizadas para os negócios no ano corrente e do cenário macroeconômico do País a administração propõe à Assembleia de Acionistas que não seja distribuído o resultado de equivalência patrimonial gerado no exercício de 2018 proveniente do investimento das controladas Nova Energia, Boa Hora 1, 2 e 3, Inova e Integra, submetendo para tanto proposta de Orçamento de Capital à aprovação da AGO para a retenção, no montante de R\$8.410, perfazendo um total de reserva de investimentos de R\$16.873.

24 RESULTADO POR AÇÃO

Durante o primeiro trimestre de 2018, a Companhia concluiu a venda das ações em tesouraria oriundas dos acionistas que exerceram seu direito de retirada em 07 de julho de 2017. O total da venda destas ações foi de 19.700 ações ordinárias e 78.800 ações preferenciais, nos montantes de R\$43 e R\$172, respectivamente. A média ponderada foi ajustada prospectivamente a partir da data de aquisição.

As ações preferenciais e ordinárias da Companhia possuem direitos econômicos equivalentes.

24.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação - básico

A tabela a seguir apresenta o resultado básico por ação para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017.

	Controladora	
	2018	2017
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	287.963	298.277
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	775.170	775.162
Média ponderada do número de ações preferenciais	1.192.192	1.192.160
Remuneração das ações preferenciais - idênticas às ordinárias	1,00	1,00
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	1.192.192	1.192.160
Denominador ajustado		
Denominador para lucro básico por ação	1.967.362	1.967.322
Denominador para lucro básico por ação ajustado	1.967.362	1.967.322
Resultado básico por ação (R\$ por ação)		
Resultado básico por ação ordinária	0,14637	0,15162
Resultado básico por ação preferencial	0,14637	0,15162
Resultado básico por Unit	0,73185	0,75808

Resultado atribuível aos acionistas:

	2018	2017
Ordinárias	113.462	117.527
Preferenciais	174.501	180.750
Total	287.963	298.277

-

24.2 Demonstração do cálculo do lucro por ação - diluído

Conforme mencionado na nota explicativa 22.1, a Companhia possui uma reserva especial de ágio no montante de R\$186.570 (R\$186.570 em 31 de dezembro de 2017), que poderá ser capitalizada a favor de sua controladora AES Holdings Brasil Ltda. e da BNDESPAR Participações S.A., sendo garantida aos demais acionistas a participação nesse aumento de capital, de forma a manter sua participação acionária na Companhia.

As potenciais ações a serem emitidas em razão da capitalização da reserva especial de ágio são consideradas diluidoras para o cálculo do resultado por ação diluído da Companhia, considerando a hipótese de que todas as condições para sua emissão foram atendidas.

Caso a reserva seja capitalizada em favor dos acionistas AES Holdings Brasil Ltda. e da BNDESPAR com emissão de 100% das ações e nenhum acionista minoritário exerça seu direito de participar do aumento de capital, o percentual dos demais acionistas reduziria de 47,38% para 45,27% em 31 de dezembro de 2018, considerando os preços das ações nesta mesma data.

	Controladora	
	2018	2017
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	287.963	298.277
Denominador incluindo ações a serem subscritas com a totalidade da reserva de ágio (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	811.205	803.655
Média ponderada do número de ações preferenciais	1.248.162	1.235.981
Resultado diluído por ação (R\$ por ação)		
Resultado diluído por ação ordinária	0,13983	0,14624
Resultado diluído por ação preferencial	0,13983	0,14624
Resultado diluído por Unit	0,69915	0,73120

Lucro atribuível aos acionistas em uma possível realização da reserva de ágio

	2018	2017
Ordinárias	113.431	117.527
Preferenciais	174.532	180.750
Total	287.963	298.277

25 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia e suas controladas. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas Demonstrações de Resultado. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

A Companhia e suas controladas avaliaram os efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 e a conclusão é de que não há impactos em suas demonstrações contábeis.

(a) Receita de suprimento de energia elétrica

A receita de venda de energia elétrica é reconhecida no resultado de acordo com as regras do mercado de energia elétrica, as quais estabelecem a transferência dos riscos e benefícios sobre a quantidade contratada de energia para o comprador. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais, conforme as bases contratadas. A receita de suprimentos de energia elétrica inclui também as transações no mercado de curto prazo.

(b) Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia - CCEE

A Companhia e suas controladas reconhecem a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que haja um excedente de geração, após a alocação de energia no MRE, denominada (“energia secundária”), liquidada no mercado spot (“mercado de curto prazo”) ao valor do PLD e comercializado no âmbito da CCEE, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

(c) Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilão de Energia Nova (LEN)

Os contratos de Energia de Reserva e Energia Nova estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada pelas usinas e a energia contratada (“conta

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

de ressarcimento”) com base na quantidade de energia (MWh) e o preço contratual. Os contratos estabelecem limites para os desvios positivos ou negativos com aplicação de bônus ou penalidades, que devem compor a contraprestação, conforme descrito na nota explicativa nº 18.

	Controladora				Consolidado			
	2018		2017		2018		2017	
	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$
Contratos bilaterais	9.491.390	1.600.084	10.154.520	1.624.291	9.491.390	1.600.084	10.154.520	1.624.291
Mercado de curto prazo								
MRE	221.900	1.608	2.331.671	24.047	221.900	1.608	2.331.671	24.047
SPOT	891.221	269.636	309.172	77.844	982.481	291.224	369.408	109.074
Outros	-	10.199	-	5.594	-	10.629	-	5.594
Leilão - Eletropaulo (nota 29.1)	-	-	122.648	18.511	-	-	122.648	18.511
Leilão - Outras empresas	235.026	36.518	256.898	38.930	235.026	36.518	256.898	38.930
Leilão de energia de reserva (LER)	-	-	-	-	726.262	144.366	275.893	58.901
Leilão de energia nova (LEN)	-	-	-	-	297.196	44.196	10.283	1.744
Renova comercializadora	-	-	-	-	-	-	367.834	55.630
Partes relacionadas (nota 29.1)	-	-	-	-	-	12.632	-	400
Outras receitas	-	1.237	-	231	-	2.288	-	8.066
Receita operacional bruta	10.839.537	1.919.282	13.174.910	1.789.448	11.954.255	2.143.545	13.889.156	1.945.188
PIS e Cofins	-	(176.223)	-	(162.414)	-	(189.033)	-	(168.034)
ICMS	-	(14.164)	-	(33.622)	-	(14.164)	-	(33.650)
Pesquisa e desenvolvimento	-	(16.571)	-	(15.139)	-	(16.571)	-	(15.139)
ISS	-	(2)	-	(3)	-	(244)	-	(240)
Receita operacional líquida	10.839.537	1.712.322	13.174.910	1.578.270	11.954.255	1.923.533	13.889.156	1.728.125

26 CUSTO DA ENERGIA COMPRADA E TRANSMISSÃO

	Controladora				Consolidado			
	2018		2017		2018		2017	
	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$	MWh	R\$
Contratos bilaterais	1.648.191	(438.427)	2.248.132	(492.125)	1.650.370	(439.251)	2.262.700	(494.828)
Contratos com partes relacionadas (nota 29.1)	475.667	(117.276)	-	-	-	-	-	-
Mercado de curto prazo								
MRE	433.578	(7.494)	-	-	433.578	(7.494)	-	-
SPOT	-	2.663	45.073	18.274	34.429	(10.355)	80.943	7.159
Outros	-	(5.322)	-	(5.546)	-	(5.600)	-	(5.546)
Encargos de transmissão	-	(143.893)	-	(129.875)	-	(159.454)	-	(137.629)
Encargos de conexão	-	(2.945)	-	(3.353)	-	(4.022)	-	(3.625)
PIS crédito	-	15.833	-	13.370	-	15.833	-	13.370
COFINS crédito	-	72.931	-	61.586	-	72.930	-	61.586
Total	2.557.436	(623.930)	2.293.205	(537.669)	2.118.376	(537.413)	2.343.643	(559.513)

27 OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Seguros	(9.835)	(8.575)	(11.320)	(9.198)
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo	-	(7.738)	-	(7.738)
Contribuições setoriais	(6.873)	(6.219)	(7.097)	(6.416)
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	(518)	(4.497)	(2.950)	(4.497)
Doações ao Instituto AES Brasil	-	(1.358)	-	(1.358)
Outras doações	(3.117)	(2.420)	(3.077)	(2.460)
Arrendamentos e aluguéis	(1.533)	(234)	(4.903)	(1.374)
Aluguéis com partes relacionadas (nota 29.1)	(634)	(1.194)	(634)	(1.194)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	2.777	(2.777)	2.777	(2.777)
Multa sobre ressarcimento (Complexo Solar Boa Hora - nota 1)	-	-	(644)	-
Outros	(938)	(671)	(1.205)	(931)
Total	(20.671)	(35.683)	(29.053)	(37.943)

28 RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Receitas Financeiras				
Renda de aplicações financeiras	96.981	88.890	98.273	91.000
Renda de cauções e depósitos judiciais	7.884	4.039	12.024	4.039
PIS e COFINS sobre receita financeira	(5.231)	(4.432)	(5.567)	(4.529)
Outras	1.454	925	2.095	925
Total	101.088	89.422	106.825	91.435
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(218.964)	(198.089)	(312.109)	(238.281)
Atualização monetária GSF (nota 13)	(56.721)	(9.471)	(56.963)	(9.471)
Atualização monetária de debêntures, empréstimos e financiamentos	(36.744)	(19.303)	(50.342)	(28.031)
Prêmio pago por resgate antecipado	-	(7.639)	-	(7.639)
Atualizações monetárias - P&D e Eficiência Energética	(1.078)	(1.796)	(1.078)	(1.796)
Juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso ⁽ⁱ⁾	1.647	9.694	11.004	9.694
Cartas de fiança e seguros garantia	(2.892)	(1.870)	(9.640)	(10.356)
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(269)	(384)	(989)	(452)
Atualização monetária sobre ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (nota 29.1)	(180)	(401)	(180)	(401)
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(4.664)	(1.000)	(6.712)	(1.000)
Atualização monetária de passivo ambiental	1.367	(964)	1.367	(964)
Atualização monetária de obrigações por aquisições	(6.992)	(3.125)	(6.992)	(3.125)
Outras	(2.436)	(1.770)	(2.562)	(4.667)
Total	(327.926)	(236.118)	(435.196)	(296.489)
Variações Cambiais, Líquidas				
Ganho (Perda) sobre o repasse de energia - Itaipú (nota 19.1)	(7.444)	(642)	(7.444)	(642)
Marcação a mercado da opção (nota 31.2)	21.763	1.896	21.763	1.896
Marcação a mercado do NDF (nota 31.2)	122	-	(3.669)	-
Outras	(81)	(36)	2.627	(36)
Total	14.360	1.218	13.277	1.218
Total Líquido	(212.478)	(145.478)	(315.094)	(203.836)

- (i) Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 9,3% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 (12,0% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2017), sobre os ativos qualificáveis.

29 PARTES RELACIONADAS

29.1 Transações com partes relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Ativo				
Máquinas e equipamentos				
Boa Hora 3 (i)	-	-	12.632	400
	-	-	12.632	400
Passivo				
Fornecedores (nota 13)				
Eletropaulo - sublocação (ii)	-	101	-	101
Compra de energia - Ametista (vii)	1.336	-	-	-
Compra de energia - Dourados (vii)	1.269	-	-	-
Compra de energia - Pelourinho (vii)	1.134	-	-	-
Compra de energia - Serra do Espinhaço (vii)	856	-	-	-
Compra de energia - Espigão (vii)	471	-	-	-
Compra de energia - Maron (vii)	1.328	-	-	-
AES Tietê Integra (iii)	-	20	-	-
Outras obrigações (nota 21)				
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (iv) (*)	-	5.333	-	5.333
Obrigações com entidade de previdência privada (nota 17)				
FUNCESP - Obrigações pós-emprego (v)	32.139	3.954	32.139	3.954
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar - AES Holdings Brasil	9.776	2.565	9.776	2.565
	48.309	11.973	41.915	11.953

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Resultado				
Receita operacional líquida				
Eletropaulo - Leilão (iv) (nota 25)	-	18.511	-	18.511
AES Tietê Integra (i)	-	-	12.632	400
Energia elétrica comprada para revenda (vii)				
Compra de energia - Caetité	(16.188)	-	-	-
Compra de energia - Ametista	(15.735)	-	-	-
Compra de energia - Dourados	(14.942)	-	-	-
Compra de energia - Pilões	(14.829)	-	-	-
Compra de energia - Pelourinho	(13.358)	-	-	-
Compra de energia - Borgo	(10.980)	-	-	-
Compra de energia - Serra do Espinhaço	(10.075)	-	-	-
Compra de energia - Espigão	(5.547)	-	-	-
Compra de energia - Maron	(15.622)	-	-	-
FUNCESP - Obrigações pós-emprego - Plano previdenciário (v) (nota 17)	(3.372)	(3.485)	(3.372)	(3.485)
Serviços de terceiros:				
AES Tietê Integra (iii)	-	(20)	-	-
Outras despesas operacionais (viii)				
Sublocação: Eletropaulo (ii) (*)	(634)	(1.194)	(634)	(1.194)
Doações ao Instituto AES Brasil (vi)	-	(1.358)	-	(1.358)
Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (iv)	-	(7.738)	-	(7.738)
Resultado financeiro				
Variações Monetárias - atualização do ônus de acordo bilateral (iv) (nota 28) (*)	(113)	(401)	(180)	(401)
	(121.395)	4.315	8.446	4.735

(*) As transações com a Eletropaulo estão sendo demonstradas como parte relacionada até 04 de junho de 2018, data em que a sua controladora direta AES Holdings Brasil Ltda vendeu a totalidade das suas ações para Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A.

(i) Contrato de prestação de serviços entre as controladas AES Tietê Integra e Boa Hora 3, tendo como finalidade a construção de uma subestação para conexão do Complexo Solar Boa Hora, com vigência inicialmente firmada para dezembro de 2018. Em aditivo firmado em 26 de dezembro de 2018, a vigência deste contrato foi prorrogada para abril de 2019.

- (ii) Corresponde ao contrato de sublocação de parte de imóvel comercial celebrado entre a Eletropaulo (sublocadora) e a Companhia (sublocatária), pelo prazo de 10 anos. A ANEEL aprovou a operação por meio do despacho nº. 2.804/2012. Em abril de 2018 houve rescisão desde contrato, sem ônus para a Companhia.
- (iii) Contrato de prestação de serviços celebrado entre a controlada AES Tietê Integra e Companhia, tendo como finalidade o reparo e manutenção de equipamentos elétrico e eletrônico, com vigência de 30 dias.
- (iv) A partir de janeiro de 2016, a Companhia passou a vender energia através de leilão - CCEAR, em consonância com as regras estabelecidas e reguladas pela ANEEL, para a Eletropaulo. O contrato tem prazo de duração de 3 anos e preço médio de R\$142,00, e o volume envolvido é de aproximadamente 49,7 MWm. Por se tratar de um contrato regulado, o mesmo não foi submetido à anuência da ANEEL. A rescisão deste contrato foi aprovada a partir de maio de 2017 e a Companhia arcou com o ônus tarifário da Eletropaulo no montante de R\$7.738.
- (v) A Companhia é parte integrante do Conselho Deliberativo do fundo, possuindo influência significativa na administração do mesmo. Os detalhes do plano previdenciário com a FUNCESP estão demonstrados na nota explicativa nº 17.
- (vi) A Companhia integra os membros associados do Instituto AES Brasil. A partir de 2017, o Instituto AES Brasil consolida a atuação social voluntária das empresas do Grupo AES Brasil visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. As doações efetuadas ao Instituto AES Brasil têm o objetivo de subsidiar projetos que impulsionem a inovação social, viabilizando novas soluções de energia e de geração de renda que promovam transformações positivas na vida das pessoas e das comunidades.
- (vii) A partir de janeiro de 2018, a Companhia passou a comprar energia das SPEs do Complexo Alto Sertão II através do MCSD, em consonância com as regras estabelecidas e reguladas pela CCEE. O contrato tem validade até 31 de dezembro de 2018, preço médio de R\$246,55 e volume envolvido de aproximadamente 54,3 MWm. Os preços e termos desta transação são efetuados nas mesmas condições às transações realizadas com terceiros.
- (viii) A Companhia encontra-se, atualmente, em fase de negociação com a empresa ligada Brasileira Participações S.A., sociedade por ações e sob controle comum à Companhia, controlada diretamente pela AES Holdings Brasil Ltda., visando estabelecer as bases para a prestação de serviços de suporte administrativo para esta. Os efeitos da mencionada negociação ainda não estão contemplados nas presentes demonstrações contábeis, uma vez que as conversações entre as Companhias ainda não foram finalizadas. Não é esperado que tal acordo resulte em efeitos significativos para as demonstrações contábeis da Companhia.

29.2 Remuneração da alta administração

A remuneração dos administradores foi aprovada em AGOE de 24 de abril de 2018, com exceção ao plano de remuneração baseado em ações que é administrado e custeado pela The AES Corporation.

A remuneração da alta administração é composta pela Diretoria Estatutária e Conselho de Administração. A remuneração nos exercícios findos em 31 de dezembro 2018 e 2017 é apresentada a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Benefícios de curto prazo (a)	5.706	5.501
Benefícios pós-emprego (b)	112	76
Outros benefícios de longo prazo (c)	279	159
Benefícios de rescisão contrato de trabalho	335	1
Remuneração baseada em ações (d)	232	212
Total	6.664	5.949

- a) Compostos por ordenados, salários e contribuições para a previdência social e benefícios não monetários (tais como assistência médica, moradia, automóveis e bens ou serviços gratuitos ou subsidiados);
- b) Compostos por pensões, outros benefícios de aposentadoria, seguro de vida pós-emprego e assistência médica pós-emprego;
- c) Compostos por licença remunerada, gratificação por tempo de serviço, participação nos lucros, gratificações e outras compensações diferidas; e
- d) Compostos por ações e opções de ações da The AES Corporation outorgadas à alta administração.

30 INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

30.1 Instrumentos financeiros

30.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses), referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar, análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

O CPC 48/IFRS 9 Introduziu novas exigências para a classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável (“impairment”) e contabilidade de hedge. A Administração da Companhia e de suas controladas concluíram que a adoção desse novo pronunciamento não trouxe efeitos relevantes sobre suas demonstrações contábeis, apenas resultou em alteração das categorias de ativos e passivos financeiros, conforme descrito abaixo.

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia e suas controladas são como segue:

	Notas	Mensuração do valor justo	Consolidado				Categoria
			2018		2017		
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	
ATIVO (Circulante e não circulante)							
Caixa e Equivalentes de caixa	4		152.816	152.816	134.593	134.593	Custo amortizado
Investimentos de curto prazo	4	Nível 2	881.148	881.148	1.069.928	1.069.928	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber de clientes	5		451.900	451.900	326.070	326.070	Custo amortizado
Derivativos - opções de moeda estrangeira	30.2	Nível 2	-	-	13.163	13.163	Valor justo por meio do resultado
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	30.2	Nível 3	2.723	2.723	945	945	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes
Cauções e depósitos vinculados	9		233.555	233.555	221.188	221.188	Custo amortizado
Total			1.722.142	1.722.142	1.765.887	1.765.887	
PASSIVO (Circulante e não circulante)							
Fornecedores	13		1.111.808	1.111.808	843.105	843.105	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15		4.127.928	4.114.032	3.589.621	3.596.962	Custo amortizado
Derivativos - Non-Deliverable Forward (NDF)	30.2	Nível 2	2.861	2.861	-	-	Valor justo por meio do resultado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar			41.585	41.585	11.646	11.646	Custo amortizado
Total			5.284.182	5.270.286	4.444.372	4.451.713	

O caixa e equivalentes de caixa estão classificados como custo amortizado, reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, pelos juros calculados com base no método de taxa de juros efetiva.

A rubrica Investimentos de curto prazo é composta basicamente por certificados de depósitos bancários (CDBs) e fundo de investimento, os quais são marcados a mercado mensalmente com base na curva da taxa CDI para a data final do exercício, conforme definido em sua data de contratação.

Para a rubrica empréstimos, financiamentos e debêntures, o método de mensuração utilizado para cálculo do valor de mercado foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses passivos e taxas de mercado vigentes, respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

Para as demais rubricas, o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do valor justo. Logo, a Companhia e suas controladas optaram por divulgá-los com valores equivalentes ao valor contabilizado.

30.1.2 Hierarquia do valor justo

A mensuração dos instrumentos financeiros, demonstrada na nota acima, está agrupada em níveis de 1 a 3, com base no grau em que seu valor justo é cotado:

Nível 1 - preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2 - outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente; e

Nível 3 - técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, não houve transferência decorrente de avaliação de valor justo entre os níveis 1 e 2.

30.1.3 Exposição ao risco de preços entre submercados que são objeto de hedge de fluxo de caixa

A Companhia está exposta a risco de diferenças de preços entre submercados decorrentes de contratos de venda de energia no submercado Nordeste e da alocação de energia no MRE, caso esta se dê em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada. A hidrologia crítica que vem se realizando no submercado Nordeste nos últimos anos indica que as diferenças de preços entre os submercados podem se manter nos próximos anos.

Com o objetivo de mitigar o risco referente ao contrato de venda de energia no Nordeste, a Companhia efetuou operações de compra no submercado Nordeste e revenda do volume no submercado Sudeste, que foram realizadas com a mesma contraparte para travar a exposição

dos preços de submercados para o ano de 2018. Estas operações de compra e venda de energia foram firmadas com o objetivo exclusivo de mitigação de risco.

Além das referidas compras, as controladas do LEN 2011 pertencentes ao Complexo Alto Sertão II participaram do MCSD A-0 de abril a dezembro/18 e revenderam parte desta energia no Sudeste a um preço superior aos contratados no ACR. Esta operação além de proporcionar ganhos comerciais para a Companhia também inverteu a exposição no Nordeste, anteriormente compradora no submercado.

Em função das características dos referidos contratos, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de hedge de fluxo de caixa para o seu registro contábil.

Para que uma relação de cobertura seja classificada como *hedge accounting*, deve ser demonstrada a sua efetividade. Assim, foram executados testes prospectivos e retrospectivos de modo a demonstrar que as alterações no valor justo do item coberto são compensadas por alterações no valor justo do instrumento de cobertura, no que diz respeito ao risco coberto. Qualquer inefetividade apurada deve ser reconhecida no resultado no momento em que ocorre.

A metodologia de contabilização e apuração deste instrumento financeiro leva em consideração o valor justo, classificado na hierarquia nível 3, no reconhecimento inicial e a cada período em que são novamente mensurados. Como técnica de valoração do valor justo, a Companhia usou um modelo desenvolvido internamente e aplicou técnicas de avaliação do valor presente por desconto de fluxo de caixa futuros dos contratos de compra e venda de energia. As premissas foram definidas com base em informações históricas de mercado, indicadores macroeconômicos e projeções do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Na projeção do PLD utilizou-se modelos computacionais para formação de preço, além de premissas internas como hidrologia, despacho térmico, expansão da matriz energética e projeções da carga.

A parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos designados e qualificados como “hedge de fluxo de caixa” foi reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes no montante de R\$2.723 em contrapartida ao ativo, na rubrica “Instrumentos financeiros derivativos”. Os valores acumulados no patrimônio serão transferidos para o resultado quando o item protegido afetar o resultado do exercício, de acordo com a competência. Até 31 de dezembro de 2018, o valor reconhecido no resultado com efeito redutor do custo com energia comprada no mercado de curto prazo foi no montante de R\$3.172.

Nestas operações, a parcela efetiva dos ganhos e perdas decorrentes das variações no valor justo dos instrumentos designados e qualificados como “hedge de fluxo de caixa” é reconhecida no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes em contrapartida ao ativo, na rubrica “Ganhos não realizados em operações de hedge”. Os valores acumulados no patrimônio são transferidos para o resultado quando o item protegido afetar o resultado do exercício, de acordo com a competência. A parcela não efetiva do hedge é registrada no resultado do exercício.

30.2 Instrumentos derivativos

Com o objetivo de minimizar impactos negativos e obter cobertura de risco de câmbio na compra futura de painéis solares fotovoltaicos e inversores para o Complexo Solar Boa Hora, AGV e Geração Distribuída (GD), em 2017 e 2018, a Companhia contratou operações de compra de opções de compra de moeda estrangeira, com contrapartes diferentes. A contratação destas operações não apresenta caráter especulativo.

Após o vencimento das opções e com objetivo de proteger pagamentos futuros em moeda estrangeira oriundos de contratos de construção do Complexo Eólico Boa Hora, durante o segundo trimestre de 2018, as controladas Boa Hora 1, Boa Hora 2 e Boa Hora 3 contrataram *Non-Deliverable Forward* (NDF), que venceram em setembro de 2018. Adicionalmente, durante o terceiro trimestre de 2018, as controladas AGV IV, AGV V e AGV VI contrataram NDF, com vencimento até fevereiro de 2019.

Os instrumentos derivativos foram inicialmente reconhecidas aos seus valores justos na data de contratação e foram posteriormente atualizados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente. O valor justo das opções foi calculado com base no Modelo Black Scholes de Precificação de Opções, envolvendo as seguintes variáveis: valor do ativo objeto, preço de exercício da opção, taxa de juros, prazo e volatilidade. As NDFs são ajustadas ao valor justo com base na cotação do dólar-americano, divulgado pela Bloomberg.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia e suas controladas possuem NDFs com valor nominal de US\$11.551 (R\$47.613), com vencimentos entre 02 de janeiro de 2019 a 11 de fevereiro de 2019. O preço médio de exercício das opções de dólar é de R\$3,39 e o preço médio das NDF's é de R\$4,11. Os ganhos e perdas das opções e NDFs foram registrados no resultado financeiro da controladora e consolidado, nos montantes de R\$21.885 (R\$23.537 realizado e (R\$1.652) não realizado) e R\$18.094 (R\$22.607 realizado e (R\$4.513) não realizado), respectivamente (nota explicativa nº 28). A contrapartida destes ganhos está registrada na rubrica Instrumentos financeiros derivativos.

30.3 Gerenciamento de riscos

A Companhia e suas controladas estão expostas principalmente a risco de mercado, risco de crédito e risco de liquidez, além de riscos adicionais descritos nesta nota explicativa. A ocorrência de qualquer um dos riscos abaixo poderá afetar adversamente a Companhia, podendo causar um efeito em suas operações, sua condição financeira ou em seus resultados operacionais. A estrutura de gerenciamento de riscos, assim como os principais fatores de riscos estão descritos a seguir:

(a) Estrutura de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos da Companhia e suas controladas contam com as áreas de Gestão de Riscos, Controles Internos, Auditoria Interna e Ética e *Compliance*.

Gestão de Riscos

A Política de Gestão de Riscos tem como objetivo fornecer as diretrizes gerais para a Gestão de Riscos da Companhia, visando conceituar e documentar os princípios de Gestão de Riscos e atividades relacionadas.

A área de Gestão de Riscos é responsável por disseminar a cultura de gestão de riscos estratégicos, obter o grau de exposição a risco ao qual a Companhia está exposta, definir padrões a serem seguidos pela Companhia no que tange Gestão de Riscos, supervisionar e controlar relatórios de risco e definir gestores e responsáveis pelos riscos nas áreas de negócio.

É de responsabilidade do Conselho de Administração avaliar e deliberar sobre as questões de Gestão de Riscos estratégicos, incluindo aprovar e avaliar política e modelo de Gestão de Riscos.

A Diretoria exerce a função de assegurar a avaliação dos riscos estratégicos e planos de ação recomendados para a mitigação dos riscos. Os riscos estratégicos podem ser categorizados como riscos estratégico, financeiro, *compliance*, tecnologia, operacional, mercado, legal, regulatório, ambiental e crédito.

A Diretoria também deve fornecer sua percepção em relação aos riscos tangíveis e intangíveis aos quais suas respectivas áreas de negócios estão expostas.

Compete ao Conselho Fiscal fiscalizar a avaliação dos riscos prioritários da Companhia bem como, em bases periódicas, discutir com a administração sua percepção quanto aos riscos tangíveis e intangíveis identificados pela Administração.

Controles Internos

A área de Controles Internos tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócio na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e/ou procedimentos internos.

Auditoria Interna

A Companhia conta também com uma Gerência de Auditoria Interna, que atua em três segmentos: operacional, financeiro e tecnologia da informação. O primeiro segmento avalia os processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo avalia as demonstrações contábeis e os controles associados, enquanto o terceiro avalia os controles de segurança da informação, todos em conformidade com a lei norte-americana *Sarbanes-Oxley*, exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

A Companhia realiza anualmente uma autoavaliação de seu ambiente de controle com o objetivo de validar a eficácia dos controles-chave implementados para garantir a exatidão das demonstrações contidas nas demonstrações financeiras da Companhia. Em caso de identificação de pontos de melhoria, a Companhia elabora planos de ação, definindo prazos e responsabilidades, para garantir a mitigação dos riscos associados. O resultado desta avaliação, bem como o status dos planos de ação é periodicamente comunicado à administração da Companhia e aos Conselhos Fiscal e de Administração.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as informações contidas nas demonstrações financeiras da Companhia e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades encontradas são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis dos processos, revisados pela área de Controles Internos, caso possuam impacto nas demonstrações financeiras, e sua implementação é devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos, se aplicável, e de Auditoria Interna. O plano de auditoria é aprovado pelo Comitê de Auditoria da AES Corporation e pelo Conselho de Administração da Companhia.

Ética e Compliance

A Companhia está comprometida em manter os mais altos padrões éticos e legais em todas as suas transações comerciais. Para tanto, potenciais parceiros de negócios são submetidos a um processo de análise e aprovação interna da Companhia, conduzido pela área de Ética e *Compliance*, cujo principal objetivo é “conhecer” os seus parceiros e avaliar os riscos trazidos pelas transações a serem analisadas.

Em caso de denúncia ou suspeita de fraude ou irregularidade, a questão será investigada pela área de Ética e *Compliance* e com base na conclusão do processo investigativo, medidas de remediação apropriadas - sejam medidas administrativas, mudanças de controles, implementação ou ajuste de processos, etc. - serão tomadas tempestivamente. Se houver um eventual impacto material nas demonstrações contábeis, os dados gerados pelo processo investigativo serão devidamente informados à governança da Companhia, incluindo alta administração e Conselho de Administração, com as respectivas ações tomadas e planos de remediação.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas possuem exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

(b.1) Risco de crédito

Consiste no risco da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas devido a um cliente ou uma contraparte do instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente de: contas a receber de clientes, caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Contas a receber

A partir de 1º de janeiro de 2016, as vendas de energia da Companhia estão sendo efetuadas para consumidores livres, comercializadoras, distribuidoras e geradoras por meio de contratos bilaterais e em contratos no ambiente regulado (leilões de energia), tanto no longo como no curto prazo. Nos contratos bilaterais de venda de energia no longo prazo no ambiente de contratação livre, a Companhia possui três processos focados na mitigação de risco: (i) Análise de Crédito: Análises de demonstrativos financeiros dos clientes, concorrência, setor econômico de atuação e restritivos externos junto a *bureaus* de crédito, (ii) cálculo do rating de acordo com modelo interno e (iii) exigência de garantias: conforme análise de crédito, rating e condições contratuais. Para o mercado de curto prazo, eventuais inadimplências nos contratos de venda estão sujeitas à regulamentação da ANEEL, a qual tem a finalidade de garantir a liquidez no mercado de energia.

As vendas realizadas no ambiente regulado possuem como garantia os recebíveis da parte contratante, os quais são firmados por meio de contratos de constituição de garantias.

Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

Risco associado às aplicações financeiras depositadas em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda destes valores.

A Companhia e suas controladas atuam de modo a diversificar o risco de crédito junto às instituições financeiras, centralizando as suas transações apenas em instituições de primeira linha e estabelecendo limites de concentração, seguindo suas políticas internas quanto à avaliação dos investimentos em relação ao patrimônio líquido das instituições financeiras e aos respectivos *ratings* das principais agências.

A Companhia e suas controladas utilizam a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de composição da carteira de investimentos. Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em pelo menos uma das agências de risco, *rating* inferior ao estabelecido (AA-), em escala nacional em moeda local, não poderão fazer parte da carteira de investimentos.

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, vale o mais restritivo dos seguintes critérios definidos pela Companhia: (i) Critério de Caixa: Aplicações de no máximo 20% (Patrimônio Líquido (PL) da instituição financeira inferior a R\$6.000.000) até 25% (PL superior a R\$6.000.000) do total da carteira por instituição financeira. (ii) Critério de Patrimônio Líquido da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira; e (iii) Critério de PL da instituição financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% (PL inferior a R\$6.000.000) até 5% (PL superior a R\$6.000.000) de seu PL. Vale o mais restritivo dos critérios i, ii e iii.

A exposição máxima ao risco do crédito na data base de 31 de dezembro de 2018 é a seguinte:

	2018
Caixa e equivalentes de caixa	152.816
Investimentos de curto prazo	881.148
Contas a receber de clientes	451.900
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	2.723
Total da exposição	1.488.587

(b.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia e suas controladas controlam suas estruturas de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar os pagamentos de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso.

A Companhia e suas controladas também monitoram constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento.

A Companhia e suas controladas incluem dentro da estrutura de dívida líquida: debêntures, empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros, menos caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Na tabela abaixo, está demonstrado o índice de alavancagem financeira:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 15)	3.043.360	2.458.404	4.127.928	3.589.621
Caixa e equivalentes de caixa (nota 4)	(103.591)	(44.294)	(152.816)	(134.593)
Investimentos de curto prazo (nota 4)	(848.268)	(1.067.545)	(881.148)	(1.069.928)
Dívida líquida	2.091.501	1.346.565	3.093.964	2.385.100
Patrimônio líquido	1.523.474	1.557.690	1.523.474	1.557.690
Índice de alavancagem financeira	137,28%	86,45%	203,09%	153,12%

Do endividamento financeiro total consolidado em 31 de dezembro de 2018, 2,93% (28,26% em 31 de dezembro de 2017) era de curto prazo e o prazo médio dos empréstimos, financiamentos e debêntures é de 4,2 anos (4,2 anos em 31 de dezembro de 2017).

Além do endividamento financeiro apresentado acima, a Companhia e suas controladas monitoram sua situação financeira com base em índices financeiros utilizados para fins de *covenants*, conforme nota explicativa nº 15.8.

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia e suas controladas adotam como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados, (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia e suas controladas. Para a rubrica “Debêntures” e “Empréstimos e Financiamentos” estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados na nota explicativa nº 15. As informações refletidas na tabela abaixo incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

Posição em 31 de dezembro de 2018	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos
Fornecedores	1.111.808	-	-	-	-
Debêntures	-	115.866	576.431	2.455.736	646.440
Empréstimos e financiamentos	16.217	39.982	113.181	191.027	554.955
Arrendamento financeiro	87	306	280	155	-
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	-	41.585	-	-	-
Total	1.128.112	197.739	689.892	2.646.918	1.201.395

Quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do exercício. Portanto, o CDI, IPCA e TJLP utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de dezembro de 2018.

(b.4) Riscos de mercado

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas são os seguintes:

Riscos de taxas de juros

A Companhia e suas controladas possuem debêntures, empréstimos e financiamentos remunerados pela variação do DI, IPCA e TJLP, acrescidos de juros contratuais. Consequentemente, está exposta à flutuação destas taxas de juros e índices, impactando suas despesas financeiras.

Em 31 de dezembro de 2018, as aplicações financeiras da Companhia e suas controladas foram alocadas em CDBs e fundo de investimentos, rentabilizadas pelo CDI.

O montante de exposição líquida da Companhia e suas controladas aos riscos de taxas de juros na data base de 31 de dezembro de 2018 é:

	2018
Caixa e equivalentes de caixa	136.577
Investimentos de curto prazo	881.148
Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 15)	(4.167.061)
Total da exposição líquida	(3.149.336)

Os montantes de debêntures, empréstimos e financiamentos apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, IPCA e TJLP, não contemplam os saldos de custos a amortizar.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros e moeda estrangeira

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos, nas dívidas e nas NDF's aos quais a Companhia e suas controladas estavam expostas na data base de 31 de dezembro de 2018, foram definidos 05 cenários diferentes para risco de taxa de juros e moeda estrangeira.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e/ou patrimônio líquido para um ano em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2018, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Risco de taxa de juros

Com base nos dados disponíveis na CETIP, Banco Central e FGV, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, IPCA e TJLP para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50% das aplicações financeiras, debêntures, empréstimos e financiamentos.

			Projeção Receitas Financeiras - 01 ano				
Aplicações financeiras	Risco	Posição em 31.12.2018	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			3,30%	4,94%	6,59%	8,24%	9,89%
Caixa e equivalentes de caixa	CDI	137.506	4.538	6.793	9.062	11.330	13.599
Investimentos de curto prazo	CDI	881.148	29.078	43.529	58.068	72.607	87.146
Impacto no resultado			33.616	50.322	67.130	83.937	100.745
			Projeção Despesas Financeiras - 01 ano				
Dívidas	Risco	Posição em 31.12.2018	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			3,30%	4,94%	6,59%	8,24%	9,89%
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	CDI	(692.450)	(29.289)	(40.747)	(52.275)	(63.803)	(75.332)
Debêntures - 7ª Emissão (1ª Série)	CDI	(529.296)	(20.310)	(29.036)	(37.814)	(46.593)	(55.372)
Debêntures - 7ª Emissão (2ª Série)	CDI	(771.026)	(35.798)	(48.607)	(61.494)	(74.382)	(87.269)
Impacto no resultado			(85.397)	(118.390)	(151.583)	(184.778)	(217.973)
IPCA			2,03%	3,05%	4,06%	5,08%	6,10%
Debêntures - 1ª Emissão (1ª Série)	IPCA	(87.274)	(8.548)	(9.506)	(10.458)	(11.412)	(12.370)
Debêntures - 1ª Emissão (2ª Série)	IPCA	(81.933)	(8.242)	(9.144)	(10.040)	(10.938)	(11.839)
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	IPCA	(345.821)	(36.765)	(40.589)	(44.391)	(48.201)	(52.026)
Debêntures - 5ª Emissão	IPCA	(192.795)	(16.778)	(18.874)	(20.956)	(23.043)	(25.138)
Debêntures - 6ª Emissão (2ª Série)	IPCA	(339.437)	(30.372)	(34.069)	(37.743)	(41.426)	(45.123)
Debêntures - 8ª Emissão	IPCA	(211.668)	(17.298)	(19.587)	(21.862)	(24.142)	(26.431)
Impacto no resultado			(118.003)	(131.769)	(145.450)	(159.162)	(172.927)
TJLP			3,28%	4,92%	6,56%	8,20%	9,84%
Repasse BNDES	TJLP	(659.600)	(41.254)	(52.383)	(63.501)	(74.641)	(85.770)
Repasse BNDES (Banco do Brasil)	TJLP	(251.064)	(14.977)	(19.201)	(23.421)	(27.650)	(31.875)
BNDES (Subcrédito Social)	TJLP	(4.697)	(154)	(231)	(308)	(385)	(462)
Impacto no resultado			(56.385)	(71.815)	(87.230)	(102.676)	(118.107)
Total da exposição líquida			(226.169)	(271.652)	(317.133)	(362.679)	(408.262)

Risco de moeda estrangeira

Com propósito de proteger suas operações contra os riscos de flutuação na taxa de câmbio incidentes em compromissos futuros, a Companhia e suas controladas contrataram instrumentos financeiros derivativos (*Non-Deliberable Forward* (NDF) - vide nota nº 30.2).

A média taxa de câmbio para o dólar considerada na data base de 31 de dezembro de 2018 foi obtida na B3, no valor de R\$3,87. Para a análise de sensibilidade das NDFs, o dólar foi analisado isoladamente a volatilidade, para apurar as variações no valor justo das opções.

Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2018	Projeção Resultado Financeiro - 01 ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Derivativos - Non-Deliberable Forward (NDF)	Dólar	(2.861)	(25.182)	(14.035)	(2.861)	8.259	19.406
Impacto no resultado			(25.182)	(14.035)	(2.861)	8.259	19.406

(b.5) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de dívida (emissões de debêntures, empréstimos e financiamentos) com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia e suas controladas estavam cumprindo os termos dos *covenants* (vide nota explicativa nº 15.8).

Caso a Companhia não consiga cumprir, com as cláusulas restritivas de seus contratos de debêntures, empréstimos e financiamentos, tais operações poderão ser vencidas antecipadamente, o que teria um impacto adverso no fluxo de caixa da Companhia.

(c) Outros riscos considerados relevantes

(c.1) Risco de regulação

As atividades da Companhia e suas controladas, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades. A Companhia, baseada em análise da legislação pertinente e apoiada por seus assessores jurídicos, considera que os investimentos oriundos do projeto básico serão reembolsados pelo Poder Concedente, bem como aqueles realizados após a assinatura do contrato de concessão que não estiverem totalmente depreciados ao final da concessão. No entanto, há risco dos investimentos realizados em modernização e reformas desde a licitação da Companhia não serem reconhecidos pelo Poder Concedente e, portanto, não indenizados, uma vez que a regulamentação vigente, publicada para usinas que tiveram sua concessão renovada, ainda não se aplica à Companhia.

(c.2) Risco hidrológico

Geração hidrelétrica no Brasil

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é constituído pelas regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. As atividades de coordenação e controle da operação do sistema elétrico são executadas pelo ONS, que procura gerir os recursos energéticos de forma a garantir o despacho ótimo e a segurança do abastecimento energético em todo o País.

As variações climáticas podem ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano, uma vez que o volume de energia gerado pelas usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico (vazões) e do volume acumulado de água em seus reservatórios, que determinam o despacho otimizado do ONS. O SIN possibilita que toda energia gerada no sistema seja transmitida e distribuída da forma mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre as regiões, além de obter benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

De acordo com as regras do MRE, o volume total de energia hidrelétrica gerada no mecanismo é alocado para cada usina hidroelétrica do SIN participante deste mecanismo, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física (ou energia assegurada). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de garantia física, independentemente da produção individual de cada planta. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantias física e ainda houver

saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores. A energia secundária alocada, será liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”).

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física total das usinas hidrelétricas do MRE, tal déficit também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do mecanismo, através do GSF, efeito este conhecido como “Rebaixamento” da garantia física no MRE, podendo resultar em exposições no mercado de energia de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Nas situações acima também pode ocorrer da alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições à diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e de origem da energia alocada. Tais exposições, sejam positivas ou negativas, estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurem.

Limites máximo e mínimo do PLD

Anualmente, no mês de dezembro, a ANEEL estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. O PLD máximo é calculado com base no CVU mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR. O cálculo do PLD mínimo considera os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas em regime de cotas, bem como referentes à compensação financeira.

Em 18 de dezembro de 2018 foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2.498/2018, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2019. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$42,35 /MWh e R\$513,89 /MWh, respectivamente (vs. PLD mínimo de R\$40,16/MWh e máximo de R\$505,18/MWh para o ano de 2018).

Impactos da retração de geração hidroelétrica no MRE / GSF

Desde 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido menor que as suas respectivas Garantias Físicas, resultando em GSF, que indica o nível de rebaixamento das Garantias Físicas para efeito da contabilização do mercado de curto prazo, em geral relacionado à hidrologia adversa e PLD elevado, implicando em significativo impacto econômico.

Em 2018, a ENA verificada foi em torno de 86%, resultando em um rebaixamento de -19,9% no ano.

Este período úmido verificou-se melhor do que o ano passado, com uma afluência de 88%, associado a sazonalização do MRE (em que os agentes concentraram energia para o segundo semestre) verificou-se rebaixamento de 3,5% para o primeiro semestre de 2018.

A APINE obteve em 1º de julho de 2015, uma liminar favorável a todas as geradoras elétricas representadas pela associação, entre elas a Companhia, que impede que o GSF seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações financeiras da CCEE. Durante o ano de 2018, foram opostos embargos de declaração pela APINE e ANEEL, além de decisão de 1ª instância pelo Tribunal. Diante disso, em 07 de maio de 2018, o Tribunal acatou o pedido da APINE e, consequentemente, determinou que a CCEE fique impossibilitada de aplicar, mensalmente, os efeitos do GSF no MRE, aos integrantes da ação judicial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do mérito das apelações interpostas pela ANEEL e APINE. Para maiores informações, vide nota explicativa nº 19.3.

Adicionalmente, conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de mérito da ação é classificada como possível. Contudo, em relação a um futuro desembolso de caixa, esse processo é classificado como provável.

Repactuação do GSF

O Projeto de Lei (PL) nº 10.332, que versa sobre a repactuação do GSF e considera o ressarcimento dos riscos não hidrológicos aos geradores que participam do MRE por meio de extensão das concessões destes geradores para os efeitos (ii) e (iii) e por meio dos ESS para o efeito (i) conforme explicado abaixo:

São três os principais riscos que estão previstos para serem ressarcidos aos geradores: (i) despacho fora da ordem de mérito (GFOM), (ii) atraso/restrrição de transmissão do escoamento da energia dos projetos estruturantes (Santo Antonio, Jirau e Belo Monte) e, (iii) motorização acelerada da entrada em operação comercial das máquinas destes projetos estruturantes, que aumentou a garantia física dos mesmos sem a correspondente geração de energia. Os efeitos no GSF da GFOM serão ressarcidos de forma retroativa a 2013 e os demais riscos serão retroagidos ao início dos respectivos efeitos (2012 ou posterior).

Após aprovação na Câmara dos Deputados, o texto da Lei do referido PL foi encaminhado para aprovação do Senado Federal (PL 10332 convertido em PLC 77), porém em outubro de 2018 o texto não foi aprovado pelo Senado Federal e por consequência o PLC foi rejeitado. Assim, a questão do risco hidrológico passou a ser discutida no âmbito do PL 10985, aprovado pelo Senado e submetido, em novembro de 2018, à apreciação da Câmara dos Deputados. A ANEEL não apresentou até o momento nenhuma proposta que contemple os valores do passado, mas se compromete a tratar do deslocamento hidrelétrico provocado pela geração térmica fora da ordem de mérito por razão elétrica, e do deslocamento resultante da importação de energia elétrica, além da busca da neutralidade dos efeitos da antecipação de garantia física das hidrelétricas estruturantes e a adequada alocação de vertimentos turbináveis em usinas hidrelétricas. Entretanto, estas questões ainda precisam ser regulamentadas pela ANEEL.

Mudanças no cálculo do PLD

A partir da primeira semana operativa de 2018 considerou-se a representação explícita das perdas elétricas nas interligações entre os subsistemas nos modelos computacionais, conforme Consulta Pública MME nº 35/2017. Porém, a partir da 1º semana de março de 2018 esta representação foi desconsiderada, conforme o Ofício nº 020/2018-SRG/ANEEL, de 20 de fevereiro de 2018.

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), instituída pelo Ministério de Minas e Energia - MME, deliberou em 06 de junho de 2018 a postergação da implementação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD em etapa horária para janeiro de 2020.

Analisando o andamento dos trabalhos, bem como os resultados até o momento da operação sombra, o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE entenderam que, para a utilização do Modelo de Otimização Hidrotérmica Diária (DESSEM) na programação diária da operação e cálculo do PLD horário, há a necessidade de aprimoramentos no modelo, de forma a melhor representar alguns aspectos da realidade operativa do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Embora os referidos aprimoramentos integrem o escopo de implantação do DESSEM, os prazos para implementação, aprovação da metodologia e disseminação junto aos agentes superam a data limite estabelecida pela Resolução 07/2016, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Pela resolução, até 31 de julho de 2018 seria necessária a aprovação da metodologia pela CPAMP, após realização de consulta pública, para efetiva adoção do preço horário no mercado em janeiro de 2019.

(c.3) Risco de recontração (volume, preço e diferença de submercado)

A estratégia da Companhia é vender energia tanto no ambiente regulado quanto no livre para assegurar a receita da empresa em contratos de venda. Os preços de recontração dependem do comportamento e das práticas de mercado e a estratégia de volume de contratação prevê uma reserva para proteção contra o risco hidrológico.

Destaca-se que a Companhia poderá estar sujeita ao risco de diferença de preços entre submercados caso opte por vender energia fora do submercado no qual a sua garantia física está localizada. Neste caso, caso ocorra diferença de preços, a Companhia deverá assumir a variação positiva ou negativa de preços no mercado de curto prazo.

A Companhia efetuou operações comerciais para mitigar o risco de exposições à diferença de preços entre submercado, conforme detalhado na nota explicativa nº 30.1.3.

(c.4) Risco de alterações na legislação tributária do Brasil

Alterações na legislação tributária podem gerar eventuais impactos na Companhia e suas controladas. Estas alterações podem, por exemplo, incluir mudanças nas alíquotas dos tributos vigentes, instituição de novos tributos em caráter permanente ou temporário, supressão de benefícios fiscais, cuja arrecadação seja associada a determinados propósitos governamentais específicos. Uma vez que algumas dessas medidas resultem em aumento da carga tributária, poderão influenciar a lucratividade e o resultado financeiro da Companhia e suas controladas. Somente a partir da divulgação do eventual ajuste fiscal é que a Companhia e suas controladas terão condições de avaliar eventuais impactos em seu negócio, inclusive no que se refere à manutenção de seus preços, seus fluxos de caixa projetados ou sua lucratividade.

(c.5) Risco de instabilidade cambial e econômica

Instabilidade econômica

Os resultados operacionais da Companhia e suas controladas são afetados pelo nível de atividade econômica no Brasil e no mundo. Uma diminuição da atividade econômica brasileira e mundial tipicamente resulta em redução dos eventos produtivos que, por sua vez, podem implicar na redução das atividades da Companhia e suas controladas. A desaceleração do crescimento do PIB brasileiro e mundial pode afetar os resultados operacionais da Companhia e suas controladas adversamente. A diminuição da atividade econômica resulta em redução dos eventos produtivos que podem por sua vez implicar na redução do consumo de energia, na redução da liquidez dos mercados de energia e na redução dos projetos de expansão para contratação de energia nova.

Instabilidade cambial

Eventuais medidas futuras do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do Real poderão desencadear aumento de inflação.

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações, sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo.

A desvalorização do Real em relação ao dólar pode criar pressão inflacionária adicional no Brasil e acarretar aumentos das taxas de juros, podendo afetar de modo negativo a economia brasileira como um todo, bem como afetar adversamente a Companhia.

(c.6) Risco socioambiental

A instalação e operação de empreendimentos voltados à geração de energia elétrica utilizam e/ou interferem em recursos naturais e podem causar impactos ambientais. Portanto, as atividades da Companhia e de suas controladas estão sujeitas a diversas leis e regulamentos ambientais que estabelecem padrões de qualidade e de proteção ambiental que devem ser respeitados e que, se violados, podem sujeitar os infratores às sanções administrativas, cíveis e criminais, além da obrigação de reparação de danos ambientais.

Visando o cumprimento da legislação ambiental, a mitigação de eventuais impactos e a melhoria contínua de seus processos de controle, a Companhia mantém o certificado do Sistema de Gestão Ambiental em ISO 14001 para as usinas hidrelétricas. Além disso, todos os empreendimentos em operação possuem licenças ambientais válidas, emitidas pelos órgãos ambientais competentes. No que se refere à segurança das barragens, a Companhia realiza o monitoramento constante das estruturas de barragens das usinas e pequenas centrais hidrelétricas sob sua concessão, acompanhando o seu comportamento por meio de um conjunto de instrumentos para medição de informações (como pressão e vazão da água). A Companhia possui também um sistema operacional para situação de emergência (SOSEm), que define procedimentos e plano de comunicação no caso de enchentes e perigos de alagamento.

A edição de novas leis e regulamentos mais severos ou a ocorrência de eventos não previstos que possam resultar em passivos ambientais significativos pode ter um efeito adverso material sobre os negócios da empresa, não apenas sob o aspecto financeiro, mas também operacional. De acordo com o artigo 75 da Lei nº 9.605, de 1998, o valor máximo de multa por cada descumprimento da lei ambiental é de R\$50.000. Há também a necessidade de reparação ou compensação do dano ambiental, se constatado. Em determinadas hipóteses previstas em lei, a ocorrência de eventos danosos ao meio ambiente e o descumprimento de normas e exigências podem se caracterizar como crime ambiental, ocasiões nas quais tanto a empresa quanto seus gestores podem ser responsabilizados.

As diretrizes ambientais adotadas pelas sociedades pertencentes ao grupo econômico da AES, incluindo as sociedades por ela controladas direta ou indiretamente, baseiam-se, entre outros, no princípio de prevenção, na responsabilidade social e no cumprimento da legislação ambiental aplicável ao setor em que atuam. O gerenciamento ambiental de todas as atividades das empresas do grupo AES no Brasil é realizado com foco na proteção ao meio ambiente, na prevenção à poluição, atendimento à legislação e melhoria contínua de seus processos, inclusive por meio da sua Política de Sustentabilidade, que consolida o compromisso das empresas do Grupo com o desenvolvimento sustentável e determina as diretrizes a serem incorporadas na gestão cotidiana dos negócios da AES, considerando de forma equilibrada aspectos econômicos, ambientais e sociais.

A Companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país incluindo em nosso Planejamento Estratégico e na gestão das práticas empresariais as diretrizes representadas pelos seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e Empresa Amiga da Criança.

(c.7) Risco de obrigação de expansão

A Companhia possui obrigação prevista em seu Edital de Privatização e Contrato de Compra e Venda de Ações, de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração, dentro do estado de São Paulo, em pelo menos 15% (398 MW) no período de oito anos a partir da assinatura do Contrato de Concessão. Há um acordo judicial assinado em outubro de 2018 com Governo de São Paulo, concedendo 6 anos para cumprir a obrigação, vide nota explicativa nº 1.2.

(c.8) Risco da escassez de vento

Esse risco decorre da possibilidade da falta de vento ocasionada por fatores naturais, o qual é minimizado em função das “jazidas de vento” do Brasil estar entre as melhores do mundo, pois, além de contar com alta velocidade, os ventos são considerados estáveis, diferentes de certas regiões da Ásia e dos Estados Unidos, sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências.

31 SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2018, a cobertura de seguros, considerada suficiente pela Administração da Companhia cobrir eventuais sinistros e responsabilidade civil, é resumida como segue:

Risco	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
Riscos operacionais	31/12/2018	31/12/2019	3.750.000
Seguro terrorismo	31/12/2018	31/12/2019	975.000
Vida em grupo	01/01/2019	01/01/2020	25 X salário, com o máximo de R\$ 1.833
Responsabilidade civil geral	01/04/2018	01/04/2019	40.000
Riscos ambientais	01/04/2018	01/04/2019	10.000
Responsabilidade civil de obras (i)	17/05/2018	19/06/2019	15.000
Riscos de engenharia (i)	17/05/2018	19/06/2019	274.600 / 357.290
Frota veículos - RCF	01/04/2018	01/04/2019	RCFV Garantia única R\$ 1.000
Responsabilidade civil de administradores - D&O	01/04/2018	01/04/2019	100.000

- (i) Cobertura para riscos de construção do Complexo Solar Ouroeste, durante o período das obras. Os riscos de engenharia possuem cobertura de R\$274.600 e R\$357.290, para os Complexos AGV e Boa Hora, respectivamente. O seguro de responsabilidade civil de obras, possui cobertura de R\$15.000 individualmente para os Complexos AGV e Boa Hora.

Os limites de proteção são compartilhados entre algumas empresas do Grupo AES, com exceção do seguro de frota veículos - RCF, que tem limite de proteção contratado individualmente por veículo e os seguros de construção do Complexo Solar Ouroeste. Para todos os seguros, o prêmio é pago individualmente por cada empresa, conforme o critério de rateio aplicável a cada apólice.

O seguro terrorismo é complementar ao seguro de riscos operacionais e faz parte do programa de proteção dos ativos do Grupo AES Brasil.

32 INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa da Companhia foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Compensações de PIS e COFINS	110.856	123.372	111.749	123.372
Compensações de IRPJ e CSLL	17.237	15.601	17.237	15.601
Total das compensações	128.093	138.973	128.986	138.973

A Companhia e suas controladas classificam os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adição de ativo imobilizado e intangível). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

Notas explicativas às demonstrações contábeis

31 de dezembro de 2018 e 2017

Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Pagamento de juros apresentado nas atividades operacionais	194.935	135.282	278.658	182.030
Pagamento de juros apresentado nas atividades de investimento (juros capitalizados)	1.647	7.969	11.004	9.694
Pagamento de juros conforme nota explicativa	196.582	143.251	289.662	191.724

33 COMPROMISSOS

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia e suas controladas possuem os seguintes compromissos contratuais relevantes não reconhecidos nas demonstrações contábeis:

Posição em 31 de dezembro de 2018	Controladora						
	2019	2020	2021	2022	2023	após 2024	Total
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	8.505	8.830	9.149	9.479	9.819	66.040	111.822
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD)	157.465	157.465	157.465	157.465	157.465	1.199.389	1.986.714
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	46.183	46.183	46.183	46.183	46.183	277.099	508.014
Encargos de conexão	2.944	2.944	2.944	2.944	2.944	17.663	32.383
Modernização e manutenção de usinas	40.492	30.641	9.163	6.250	-	-	86.546
Arrendamentos	1.018	1.097	1.117	1.117	1.117	4.749	10.215
Contratos de compra de energia	119.742	95.531	100.310	97.289	-	-	412.872
Total	376.349	342.691	326.331	320.727	217.528	1.564.940	3.148.566

Posição em 31 de dezembro de 2018	Consolidado						
	2019	2020	2021	2022	2023	após 2024	Total
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	11.151	11.381	11.695	12.023	12.362	81.238	139.850
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (TUST e TUSD)	171.609	171.609	171.609	171.609	171.609	1.538.854	2.396.899
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	46.183	46.183	46.183	46.183	46.183	277.099	508.014
Encargos de conexão	4.034	4.034	4.034	4.034	4.034	24.202	44.372
Modernização e manutenção de usinas	59.841	49.989	28.512	25.599	19.349	-	183.290
Arrendamentos	6.003	6.082	6.102	6.102	6.102	118.611	149.002
Contratos de compra de energia	119.742	95.531	100.310	97.289	-	-	412.872
Total	418.563	384.809	368.445	362.839	259.639	2.040.004	3.834.299

A Companhia não possui garantias prestadas a terceiros e linhas de crédito aprovadas e não sacadas em 31 de dezembro de 2018.

34 INVESTIMENTOS E GASTOS EM MEIO AMBIENTE

Do total de investimentos e gastos com meio ambiente em 2018, R\$10.850 (R\$14.486 em 31 de dezembro de 2017) foram registrados no resultado do exercício. A política de capitalização dos gastos é efetuada com base nas instruções gerais do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPEE.

	Controladora e Consolidado	
	2018	2017
Licenciamento e programas ambientais	8.961	11.499
Gestão Operacional	143	173
Sistema de Gestão Ambiental (SGA)	725	1.348
Projetos de P&D	1.021	1.466
Total	10.850	14.486

A Companhia segue num constante engajamento e responsabilidade com as questões ambientais e busca excelência e embasamento sólido para o planejamento de suas ações.

Em 2018, a Companhia manteve a certificação do sistema de gestão integrado na ISO 14001:2015 (Meio Ambiente) e OHSAS 18001:2007 (Saúde e Segurança do Trabalho), garantindo assim a padronização dos processos relacionados à Saúde, Segurança do Trabalho e Meio Ambiente em todas as suas usinas hidrelétricas. Além disso, todas as usinas possuem licenças ambientais de operação válidas, emitidas pelos órgãos ambientais competentes.

O engajamento da Companhia na questão das mudanças climáticas tem sido crescente. Em 2018, manteve a publicação do Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Registro Público de Emissões e a participação nos Fóruns de Iniciativas Empresariais coordenadas pela Fundação Getúlio Vargas - Empresas pelo Clima (EPC). Respondeu o relatório CDP (*Carbon Disclosure Project*) *Climate Change* e *Water Security* e o Índice de Sustentabilidade (ISE) da BM&FBOVESPA, reportando informações relativas ao tema.

A Companhia desenvolve projetos que consolidam também seu engajamento nos esforços de restauração e preservação da biodiversidade, sendo eles:

- (i) O programa de manejo de flora o qual garante a produção de 1 milhão de mudas de espécies arbóreas nativas em viveiro próprio, com sementes coletadas em matrizes selecionadas nas bacias hidrográficas onde seus reservatórios estão instalados, mantendo em média a variedade de 120 espécies distintas, garantindo a biodiversidade florestal;
- (ii) O programa de repovoamento dos reservatórios que tem como objetivo manter a biodiversidade da ictiofauna nos reservatórios, bem como garantir a continuidade da atividade pesqueira pelas comunidades ribeirinhas. Dessa forma, mantém uma meta anual de produção de 2,5 milhões de alevinos de espécies nativas do rio Tietê nas unidades de hidrobiologia e aquicultura, localizadas na Usina Hidroelétrica Promissão e na Usina Hidroelétrica Barra Bonita, promovendo a reprodução de seis espécies nativas (pacu-guaçu, curimatá, dourado, piranjuba, tabarana e piapara), observadas durante o período da piracema (movimento migratório dos peixes em retorno às nascentes), as quais vêm apresentando registros de recuperação da população nos reservatórios;
- (iii) O programa de monitoramento da qualidade da água é essencial para o entendimento da estrutura e funcionamento desses ecossistemas aquáticos e das variações espaciais e temporais de longo prazo, buscando verificar a produtividade biológica dos reservatórios, estado trófico e a qualidade da água, através da avaliação das variações sazonais de parâmetros físicos, químicos e biológicos;
- (iv) O programa de monitoramento e conservação da fauna terrestre tem como objetivo caracterizar a fauna terrestre (mamíferos, aves, répteis e anfíbios), para a compreensão da situação atual, permitindo a avaliação das populações e do ecossistema.

O monitoramento e controle das bordas de reservatórios são realizados através de inspeções contínuas pela equipe técnica do Centro de Monitoramento de Reservatórios (CMR), através de sistema de detecção de mudanças, imagens de satélite, levantamentos aerofotogramétricos e fiscalizações de campo com equipe técnica especializada. O CMR utiliza sistemas e equipamentos de última geração, para mapeamento e cadastramento em campo, como sistema GIS e drones. O processo de restauração das bordas dos reservatórios vem sendo realizada por meio de reflorestamentos e também pela remoção de ocupações irregulares. Critérios mais restritivos vêm sendo inseridos nos contratos de promessa e de uso de bordas de reservatórios, com base na legislação ambiental pertinente e ainda visando à prevenção de processos de degradação e poluição ambiental.