

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

Prezados Acionistas,
 A administração da AES Tietê Energia S.A. ("AES Tietê Energia" ou "Companhia"), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração e as suas demonstrações contábeis, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.

PERFIL

A AES Tietê Energia, uma geradora do grupo AES Brasil, autorizada a operar como concessionária de uso do bem público, na geração e comercialização de energia elétrica e na condição de produtor independente de energia.
 Por ser uma plataforma de energia adaptável às demandas de seus clientes, a AES Tietê Energia oferece produtos de pronta entrega e soluções sob medida que garantem autonomia em energia e permitem que os clientes decidam a forma mais sustentável de fornecimento em todos os sentidos: eficiência, disponibilidade, confiabilidade e inovação.
 A AES Tietê Energia é uma Companhia de capital aberto com ações listadas na B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), por meio de ações ordinárias ("TIET3"), ações preferenciais ("TIET4") e por meio de *units* ("TIET1") que é composta por uma ação ordinária e quatro ações preferenciais. As *units* integram o Índice Brasil 100 ("IBRX 100"), o Índice de Energia Elétrica ("IEE") e o Índice de Sustentabilidade Empresarial ("ISE") da B3. Adicionalmente, a Companhia também possui *American Depositary Receipts* ("ADRs") negociadas no Nível I no mercado de balcão ("OTC Markets") norte-americano ("AESAY"), com a paridade entre as ADRs e as ações da Companhia na razão de uma ADR para uma *unit*.

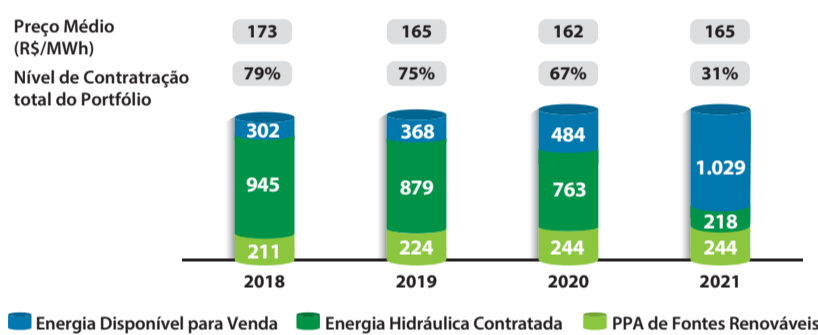
Portfólio de Capacidade Instalada

A Companhia tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), vinculada ao Ministério de Minas e Energia ("MME"). O contrato de concessão, referente à sua capacidade hidráulica tem duração de 30 anos com encerramento do direito de operação em 2029. Além da fonte hidráulica, a Companhia incluiu em seu portfólio a fonte eólica com o Complexo Eólico Alto Sertão II que possui autorização para operar até 2017. A fonte solar também passou a fazer parte do portfólio da AES Tietê Energia em 2017 com Complexo Solar Guaimbé, Complexo Solar Boa Hora e AGV Solar, com autorização para operar até 2050, 2051 e 2055, respectivamente.
Fonte Hidráulica
 O portfólio hidráulico da Companhia é composto por nove usinas hidráulicas ("UHEs") e três Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs"). As concessões das UHEs e da PCH Mogi-Guaçu têm concessão até 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032. Sua capacidade hidráulica instalada é de 2.658 MW e a garantia física bruta de seu parque hidráulico para o ano de 2017 é de 1.278 MWm. A partir de 2018, após revisão de todas as garantias físicas do MRE, a garantia física da Companhia passou a ser de 1.247 MWm.
Fonte Eólica
 Em 03 de agosto de 2017, a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia. O Complexo Eólico possui capacidade instalada de 386,1 MW e energia contratada por 20 anos, por meio dos leilões de LER e LEN realizados em 2010 e 2011, cujos contratos expiram em 2033 e 2035, respectivamente. Os parques possuem licença de operação de 35 anos. A garantia física dos contratos LER e LEN são de 192,7 MWm.
Fonte Solar
 Em 25 de setembro de 2017 a AES Tietê Energia concluiu a aquisição do Complexo Solar Boa Hora. A planta foi outorgada no 8º LER realizado em 13 de novembro de 2015 com o direito de fornecimento de energia contratada por 20 anos e início de operação comercial previsto para novembro de 2018, com capacidade total de 75 MW e garantia física de 15,9 MWm. Na mesma data, a Companhia firmou um acordo de investimentos com a Cobra do Brasil para a aquisição do Complexo Solar Guaimbé, que será construído no município de Guaimbé no Estado de São Paulo. A planta foi outorgada no 6º LER realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos, capacidade instalada de 150 MW e início de operação comercial previsto para maio de 2018. Sua garantia física é de 29,5 MWm. As plantas solares possuem licença de operação de 35 anos.
 Em 18 de dezembro de 2017, a Companhia obteve no 25º LER ("Leilão A-4") o direito de comercializar, no mercado regulado, energia a ser gerada pelo Complexo Solar AGV com capacidade instalada de 75 MW e garantia física de 19,8 MWm com energia contratada por 20 anos. A data da entrada em vigor do contrato outorgado ("Contrato"), considerada como a entrada em operação comercial do complexo, de acordo com a data do Leilão, está prevista para janeiro de 2021, porém devido à sinergia com a obra do Complexo Solar Boa Hora, a construção do Complexo Solar AGV está prevista para se encerrar em meados de 2019 e, com isso, a Companhia pretende se beneficiar da antecipação da entrada em operação comercial até a data de início do Contrato.

ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO E COMERCIAL
 A estratégia da AES Brasil, grupo do qual a AES Tietê Energia faz parte, está orientada por uma nova missão e visão, revisada em 2017. A Companhia tem como missão promover o bem-estar e o desenvolvimento com o fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia. Sua visão é ter o reconhecimento de seus clientes e acionistas como principal parceiro de soluções inovadoras de energia de forma segura, sustentável, confiável e acessível. Como destacado ao longo de 2017, a AES Tietê Energia dedicou seus esforços e trabalhou para ter uma plataforma diversificada de geração renovável, tornando-se uma empresa gestora de ativos de alta excelência, sempre visando a geração de valor aos seus acionistas. Para isso, a Companhia divide sua estratégia em três frentes de atuação:
Crescimento: por meio da aquisição de ativos em operação ou em desenvolvimento que entrarão em operação no curto prazo, com baixo risco de construção. Buscamos ativos com: (i) sinergia operacional, tendo gestão centralizada de seu portfólio e sinergias com a compra de equipamentos/contratação de fornecedores, incluindo sinergia com o seu acionista controlador AES Corp; (ii) estrutura de capital otimizada com apreciação do retorno da Companhia; (iii) fontes complementares aliadas a contratos de longo prazo para a redução de riscos e o aumento da previsibilidade da receita; (iv) retornos financeiros adequados ao risco do ativo; e (v) que atendem aos requisitos de risco de *compliance* da Companhia.
Estratégia comercial: área comercial focada na mitigação de riscos e aumento da margem comercial do portfólio integrado da Companhia. A empresa atua para reduzir a volatilidade de sua margem e com isso aproveitar as oportunidades de mercado por meio de estudos de inteligência setorial, antecipação das tendências de preços de curto prazo, estreito relacionamento com os clientes e agilidade na implementação da estratégia; e
Inovação e Novas Energias: estruturação de uma plataforma comercial integrada de produtos e soluções inovadoras de energia, atuando de ponta a ponta, com soluções de pronta entrega e sob medida para levar aos seus clientes uma oferta flexível e centrada nas suas necessidades.
 A AES Tietê Energia tem como foco compor 50% do seu EBITDA com fontes de energia não hidráulicas e contratos regulados de longo prazo até 2020. Em 2017, a Companhia deu importantes passos na execução de sua estratégia de crescimento. Já agregou à sua capacidade instalada 686 MW em energia eólica e solar, sendo 386 MW já em operação com Alto Sertão II, 225 MW que entrarão em operação em 2018 e 75 MW em 2019.

Estratégia de Comercialização
 Desde 2016, a Companhia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazo para a mitigação de exposição ao risco hidrológico. Como resultado da gestão do nível de contratação de energia do portfólio, no ano de 2017, R\$ 455,0 milhões de custos com compra de energia no mercado de curto prazo foram evitados, dos quais:
 (i) R\$ 297,0 milhões são provenientes da manutenção de uma parcela da energia própria descontratada do portfólio; e
 (ii) R\$ 188,0 milhões são provenientes das iniciativas de mitigação do risco hidrológico, que tiveram êxito em reduzir o nível de contratação hídrico de 88% no início de 2017 para 78% ao final do ano. Tais iniciativas incluem (i) descontratação de energia no mercado regulado, (ii) compra de energia, utilizando inteligência de mercado para identificar potenciais clientes com interesse em revender parte de sua energia contratada, assim como (iii) oportunidades de compra de energia no mercado de curto prazo.
 Adicionalmente, a estratégia da Companhia persiste em buscar uma composição de contratação para a melhor gestão da hidrológica e a otimização do preço de contratos no ambiente livre. Em linha com a estratégia da Companhia, em 2018 cerca de 52% da energia assegurada nos contratos LEN do Complexo Eólico Alto Sertão II (54,3 MWm) foi descontratado no Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos ("MCSD") e essa energia foi revendida a preços mais favoráveis.

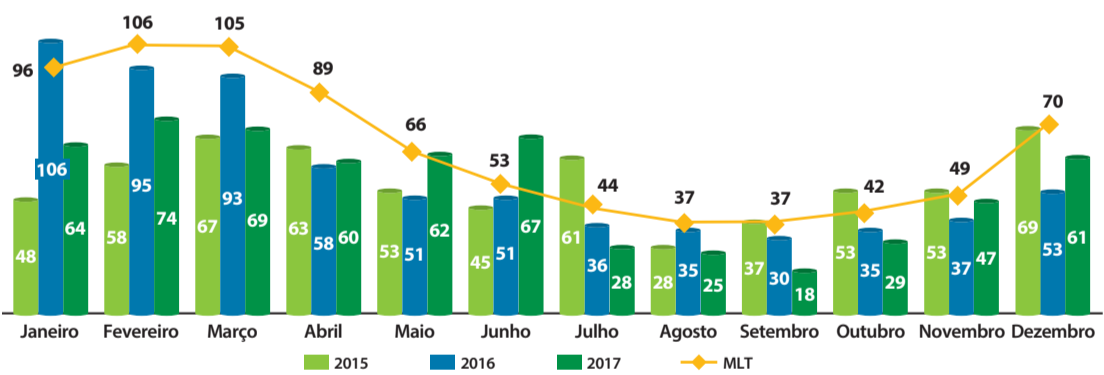
Evolução do portfólio¹ - MWm



DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

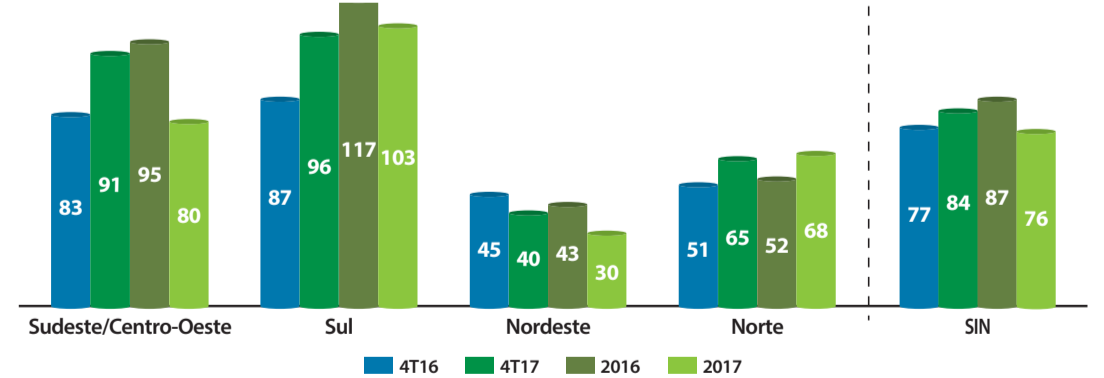
Afluências

Energia Natural Afluentes no SIN² - GWh
 2015 versus 2016 versus 2017 MLT³



Fonte: ONS
 No ano de 2017 as afluências no SIN apresentaram uma redução de 11,2 p.p. em comparação ao ano anterior com 75,8% da MLT verificado versus 87,0% verificado em 2016. Esta redução é impactada principalmente pela queda de 30,8 p.p. da afluência registrada no 1T17 versus 1T16 e da redução da afluência na comparação do 3T17 versus 3T16 de 26,5 p.p.. Essa mesma tendência de baixa nas afluências no período verificou-se para o SE/CO no ano (80,1% da MLT em 2017 versus 95,3% da MLT em 2016).
 No final do ano, entretanto, no 4T17, houve uma recuperação das afluências e foi registrado 84,3% da MLT no SIN no trimestre, superior em 7,3 p.p. em relação à afluência média de 77,0% do 4T16. A afluência do submercado Sudeste/Centro-Oeste ("SE/CO"), região que concentra 70% dos reservatórios do sistema e na qual as usinas da Companhia estão localizadas, também apresentou um aumento de 8,1 p.p. quando comparada com a afluência do 4T16 (90,9% da MLT no 4T17 versus 82,8% da MLT no 4T16).
 O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da ENA em cada um dos submercados e para o SIN, no quarto trimestre e acumulado dos anos de 2016 e 2017, em relação à MLT.

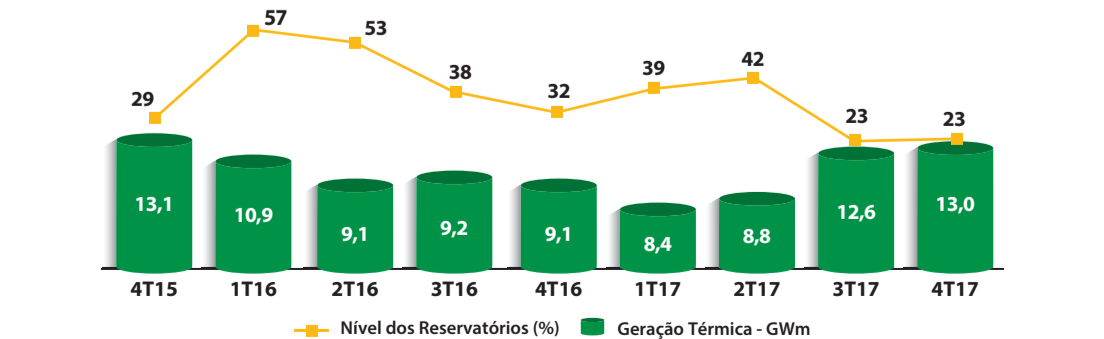
Energia Natural Afluentes nos Submercados - % MLT



Geração Térmica do SIN¹

O gráfico a seguir ilustra a evolução da geração térmica do SIN desde o 4T15 até o 4T17. É possível observar que desde o 3T17 ocorreu uma queda expressiva no nível dos reservatórios do SIN em relação aos últimos trimestres e consequente aumento na geração térmica. No 4T17 a geração térmica no SIN foi de 13,0 GWh versus 9,1 GWh no 4T16, devido ao menor nível dos reservatórios averiguado e à atualização de um parâmetro do CVaR, que teve efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017 resultando no aumento da aversão ao risco.

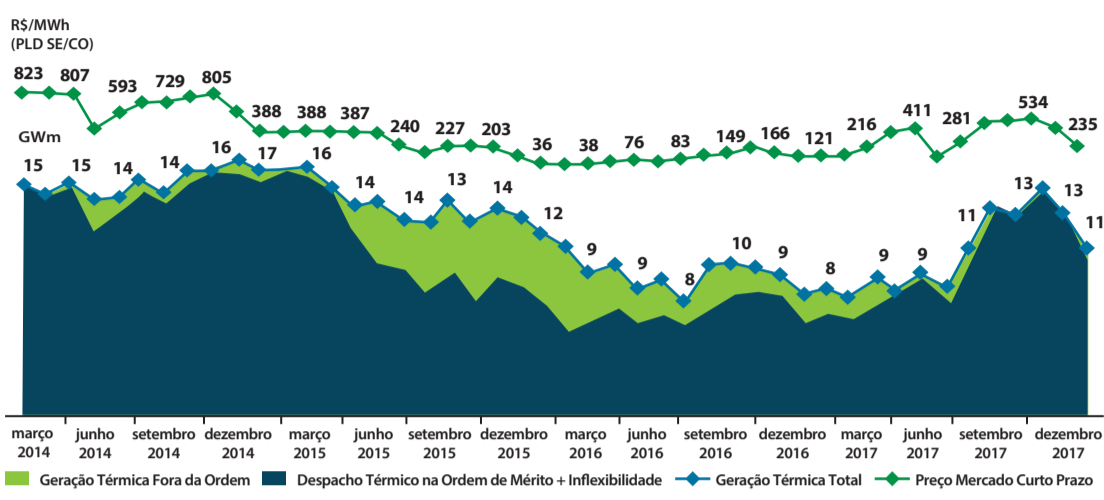
Geração Térmica do Nível dos Reservatórios - %



O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde março de 2014. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que interfere na geração térmica. No 4T17 a geração térmica no SIN foi de 13,0 GWh versus 9,1 GWh no 4T16, devido ao menor nível dos reservatórios averiguado e à atualização de um parâmetro do CVaR, que teve efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017 resultando no aumento da aversão ao risco.
 O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde março de 2014. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que interfere na geração térmica. No 4T17 a geração térmica no SIN foi de 13,0 GWh versus 9,1 GWh no 4T16, devido ao menor nível dos reservatórios averiguado e à atualização de um parâmetro do CVaR, que teve efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017 resultando no aumento da aversão ao risco.
 ¹ Considera energia convencional e incentivada, excluindo perdas e consumo interno. Valores reais com base em janeiro de 2018 - considera MCSD para 2018.
 ² Valor da Energia Natural Afluentes previsto para dezembro de 2017.
 ³ Atualmente o setor utiliza os valores da MLT divulgados em dezembro de 2017, referentes à média de longo prazo desde 1931, e passíveis de alterações (Fonte: ONS).
 ⁴ Dados do ONS.

correta formação de preços e conduz a valores mais baixos de PLD no período, em particular no submercado SE/CO. O custo adicional deste despacho é arcado, principalmente, pelos consumidores através do Encargo de Serviço do Sistema ("ESS"), mas tem impacto direto na redução da alocação de garantia física no MRE pelo fator GSF, apesar de não ser um risco de natureza hidrológica.
 O motivo do elevado despacho fora da ordem de mérito neste período estava associado a uma prática mais conservadora por parte do ONS objetivando assegurar a recuperação dos níveis dos reservatórios para o período seco, que é registrado durante os meses de maio até novembro para os submercados SE/CO, Norte e Nordeste. Até meados de julho de 2017 tem-se observado uma redução do despacho térmico total no comparativo com o ano de 2014. Destaca-se que o recente posicionamento adotado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE") de reduzir a geração térmica fora da ordem de mérito por razões de segurança energética tende a aproximar a formação de preços de energia e a operação do sistema, o que é desejável e saudável para a correta sinalização ao mercado das condições do sistema.
 Em fevereiro de 2017 o MME aprovou as alterações na metodologia de cálculo do PLD no sentido de aproximar a formação de preço da aversão ao risco na operação real do sistema e reduzir o despacho térmico fora da ordem de mérito. A aprovação do novo parâmetro de aversão ao risco ocorreu em 27 de abril de 2017, e este efeito demonstra-se no segundo semestre de 2017 em que o despacho fora da ordem de mérito é drasticamente reduzido.

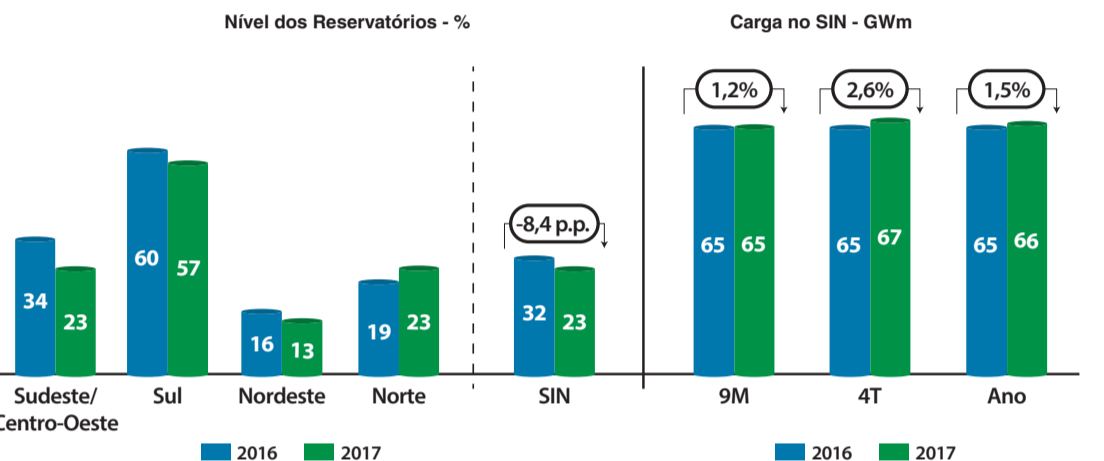
Despacho térmico do SIN em relação à ordem de mérito - GWh versus PLD no submercado SE/CO - R\$/MWh



Fonte: ONS.
 *Dado de dezembro de 2017 preliminar.

Reservatórios e Carga do SIN

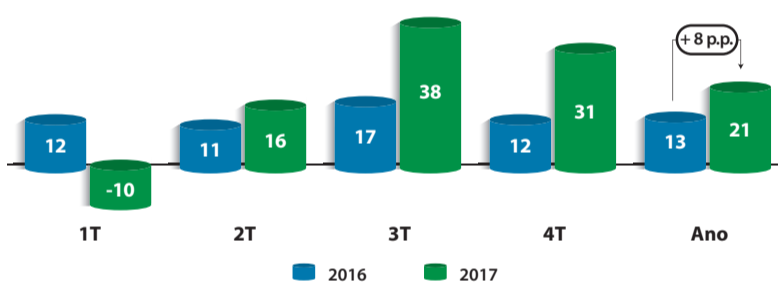
No gráfico a seguir é possível observar que a carga do SIN sofreu um aumento de 2,6% no 4T17 versus 4T16 e um aumento de 1,5% no ano, o que é refletido no aumento do despacho térmico neste mesmo período conforme mencionado. O nível dos reservatórios no SIN apresentou queda de 8,4 p.p. na comparação dos trimestres.
 É importante destacar que o aumento da carga verificado no ano também está associado à republicação de carga realizada pelo ONS para os anos de 2015 e 2016, onde os valores dos respectivos anos sofreram alterações em função do ajuste da parcela de geração de usinas não despachadas pelo ONS (dezembro 16).



Fator de Ajuste da Garantia Física ("GSF") - Rebaixamento | Energia Secundária

O rebaixamento médio verificado em 2017 foi de 20,6%, 7,4 p.p. superior ao registrado em 2016, que totalizou 13,2%. Esse aumento é explicado principalmente pela piora da hidrológica no SIN (75,8% da MLT em 2017 versus 87,0% da MLT em 2016) e pelo maior despacho térmico na comparação trimestral (10,7 GWh em 2017 versus 9,6 GWh em 2016). No quarto trimestre também houve um maior rebaixamento na comparação dos períodos, com 31,2% registrado no 4T17 versus 12,4% no 4T16.
 O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas ao longo de 2016 e 2017.

Rebaixamento | Energia Secundária no MRE (%)



EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Energia Gerada

Fonte Hídrica
 Em 2017 houve um menor despacho das usinas hidrelétricas da Companhia em função da menor afluência auferida no SE/CO (submercado em que as usinas da Companhia estão localizadas). Na comparação dos períodos é possível verificar uma queda de 15,2 p.p. das afluências (80,1% em 2017 versus 95,3% em 2016). Desta forma, o volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 11.259,6 GWh no ano, 14,1% inferior ao montante averiguado em 2016 (13.108,9 GWh).

Geração (Usinas) - GWh	4T16	4T17	Variação (%)	2016	2017	Variação (%)
Energia Gerada Bruta	3.239,0	2.434,4	-24,8%	13.108,9	11.259,6	-14,1%
Água Vermelha	1.729,8	1.273,4	-26,4%	6.765,4	5.623,8	-16,9%
Bariri	177,5	140,4	-20,9%	764,8	695,3	-9,1%
Barra Bonita	140,3	102,3	-27,1%	631,5	574,6	-9,0%
Caconde	97,6	59,2	-39,4%	366,6	281,2	-23,3%
Euaclides da Cunha	130,2	83,0	-36,2%	365,4	376,5	2,9%
Itibitinga	207,8	169,3	-18,5%	808,7	749,2	-7,4%
Limoeiro	38,1	24,3	-36,1%	151,4	107,1	-29,2%
Nova Avanhandava	417,0	346,7	-16,9%	1.803,0	1.624,4	-9,9%
Promissão	289,8	230,1	-20,6%	1.414,0	1.198,6	-15,2%
Mogi/S. Joaquim/S. José	10,9	5,7	-48,3%	38,0	29,5	-22,4%

No 4T17, o volume total de energia gerada pelos parques eólicos da AES Tietê Energia atingiu 370,3 GWh, 19,4% superior ao mesmo período de 2016 (310,1 GWh). A variação é explicada principalmente pela maior disponibilidade de escoamento de geração com a entrada em operação comercial da subestação Igaporá III em 19 de junho de 2017 e a otimização da disponibilidade das máquinas devido à maior agilidade na manutenção dos aerogeradores por meio da nova gestão do ativo e implementação de novas técnicas.

Geração - Parques Eólicos (GWh)	4T16	4T17	Variação
Energia Gerada Bruta *	310,1	370,3	19,4%
LER 2010	156,9	149,4	-4,8%
LEN 2011	153,1	220,9	44,3%

* antes das perdas com transmissão

EFICIÊNCIA ECONÔMICA/FINANCEIRA

Desempenho Econômico Financeiro

Demonstração dos Resultados	2016	2017	Variação
Receita Operacional Bruta	1.762,6	1.945,2	10,4%
Receita Operacional Líquida	1.561,3	1.728,1	10,7%
Custos do Serviço de Energia Elétrica *	(756,0)	(897,1)	18,7%
Resultado Bruto	644,4	631,6	-2,0%
EBITDA	805,4	831,0	3,2%
Receita (Despesa) Financeira	(135,8)	(203,8)	50,1%
Receitas Financeiras	87,5	91,4	4,5%
Despesas Financeiras	(231,8)	(296,5)	27,9%
Variáveis cambiais, líquidas	8,5	1,2	-85,7%
Resultado antes dos Tributos	508,6	426,8	-16,1%
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	(114,2)	(96,7)	-15,4%
Impostos Diferidos	(35,8)	(31,8)	-11,1%
Lucro Líquido do Exercício	358,5	298,3	-16,8%
* Não inclui depreciação e amortização			
Receita Bruta/Líquida			

Receita Bruta (R\$ milhões)	2016	2017	Variação
Receita Bruta - Consolidado	1.762,6	1.945,2	10,4%
Receita Bruta - Fonte Hidráulica	1.762,6	1.789,4	1,5%
Energia Contratada	1.675,4	1.681,7	0,4%
Mercado Livre	1.571,6	1.624,3	3,4%
Mercado Regulado	103,8	57,4	-44,7%
CCEE	87,0	107,5	23,5%
Mercado spot	33,2	77,8	134,2%
MRE	47,1	24,0	-48,9%
Outras Receitas CCEE	6,7	5,6	-16,9%
Outras Receitas	0,1	0,2	57,5%
Receita Bruta - Fonte Eólica	-	147,5	-
Energia Contratada	-	116,3	-
LER 2010	-	58,9	-
LEN 2011	-	1,7	-
Renova Comercializadora	-	55,6	-
Mercado Spot	-	31,2	-
Outras Receitas - subsidiárias integrais	-	8,2	-

Em 2017, a receita operacional bruta totalizou R\$ 1.945,2 milhões, 10,4% superior àquela registrada em 2016, de R\$ 1.762,6 milhões. O resultado é explicado principalmente, pelos seguintes fatores:
 (i) R\$ 147,5 milhões referente à Alto Sertão II a partir de agosto de 2017;
 (ii) R\$ 44,6 milhões de incremento em função do maior preço médio da energia vendida no mercado spot no período (R\$ 251,78/MWh em 2017 versus R\$ 82,68/MWh em 2016);
 (iii) R\$ 6,3 milhões de aumento na venda de energia contratada, refletindo melhor preço no mercado livre compensado pela redução na receita de venda no mercado regulado, devido descontratação por conta do plano de mitigação do risco hidrológico; e
 (iv) R\$ 23,0 milhões de redução de venda de energia no âmbito MRE, em função, do menor volume de geração averiguado em 2017.
 Em 2017, as deduções totalizaram R\$ 217,1 milhões ante R\$ 201,3 milhões em 2016, um aumento de 7,9% na comparação dos períodos. A receita operacional líquida consolidada de 2017 totalizou R\$ 1.728,1 milhões, um aumento de 10,7% quando comparado aos R\$ 1.561,3 milhões auferidos em 2016.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2016

Custos e Despesas Operacionais

Custos e Despesas Operacionais Consolidados (R\$ milhões)	2016	2017 **	Varição
Custos e Despesas Operacionais *	756,0	897,1	18,7%
Encargos e taxas setoriais	194,6	186,0	-4,4%
Energia comprada	317,6	430,9	35,7%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	512,2	616,9	20,4%
Pessoal	99,4	117,7	18,5%
Material e serviços de terceiros	98,2	123,4	25,6%
Outros	46,2	39,2	-15,2%
PMSO Reportado	243,8	280,2	15,0%

* Não inclui Depreciação e Amortização
 ** Considera fonte hidráulica, eólica e outras subsidiárias da Companhia
 Na comparação do ano, os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 897,1 milhões, um aumento de 18,7% em relação a 2016, resultado explicado em sua maior parte devido às despesas não recorrentes com aquisição de novos ativos e reestruturação do quadro de funcionários. Em 2017, as despesas com PMSO totalizaram R\$ 280,2 milhões, aumento de 15,0% quando comparada com 2016 (R\$ 243,8 milhões). Essa variação se dá, principalmente por:
 (i) incremento de R\$ 25,2 milhões em despesas não recorrentes com aquisição de novos ativos na linha de material e serviços de terceiros;
 (ii) aumento da despesa com pessoal no valor de R\$ 18,3 milhões principalmente devido à reestruturação do quadro de funcionários e incidência de inflação; efeitos parcialmente compensados pela:
 (iii) redução de R\$ 7,0 milhões na linha de outras despesas operacionais devido a pagamento de acordo no âmbito de um procedimento arbitral, que ocorreu no 4T16

EBITDA

Em 2017, a Companhia registrou EBITDA de R\$ 831,0 milhões ante R\$ 805,4 milhões em 2016, representando um aumento de 3,2%. O desempenho está principalmente relacionado:
 (i) efeito positivo de R\$ 104,8 milhões referente à geração eólica de Alto Sertão II; efeito parcialmente compensado pelo:
 (ii) efeito negativo de R\$ 65,7 milhões na margem comercial devido à hidrologia no período; e
 (iii) efeito negativo de R\$ 13,7 milhões devido às despesas não recorrentes com aquisição de novos ativos e reestruturação do quadro de funcionários. Conforme a Instrução CVM 527/2012, a divulgação do cálculo do EBITDA deve ser acompanhada da conciliação dos valores constantes das demonstrações contábeis e deve ser obtido da seguinte forma: resultado líquido do período (R\$ 298,3 milhões em 2017 e R\$ 358,5 milhões em 2016), acrescido dos tributos sobre o lucro (R\$ 128,5 milhões em 2017 e R\$ 150,0 milhões em 2016), das despesas financeiras e variação cambial líquidas das receitas financeiras (despesa de R\$ 203,8 milhões em 2017 e de R\$ 135,8 milhões em 2016), e da depreciação e amortização (R\$ 200,4 milhões em 2017, incluindo amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições, e R\$ 161,0 milhões em 2016) totalizando conforme acima R\$ 831,0 milhões e R\$ 805,4 milhões em 2017 e 2016, respectivamente.

Resultado Financeiro

O resultado financeiro da AES Tietê Energia foi negativo em R\$ 203,8 milhões em 2017, ante um resultado negativo de R\$ 135,8 milhões em 2016.

Receitas Financeiras

No acumulado do ano, as receitas financeiras da Companhia aumentaram 4,5% quando comparadas à 2016 (R\$ 91,4 milhões em 2017 versus R\$ 87,5 milhões em 2016), principalmente em função:

- (i) R\$ 396,0 milhões de aumento no montante referente ao GSF retido pelo efeito da liminar vigente;
- (ii) R\$ 210,0 milhões de valor remanescente da 3ª emissão de Nota Promissória, emitida em junho de 2017 e utilizado principalmente para a compra das 1ª e 2ª emissões de debêntures para financiamento da construção e Guaiabê a partir de outubro de 2017; efeitos compensados parcialmente pela:
 (iii) menor taxa média do CDI entre os períodos (10,07% em 2017 versus 14,06% em 2016).

Despesas Financeiras

Em 2017, as despesas financeiras e variações cambiais aumentaram em 32,2% na comparação com 2016 (R\$ 295,3 milhões em 2017 versus R\$ 223,3 milhões em 2016), devido aos seguintes fatores:

- (i) aumento de R\$ 131,0 milhões em função do aumento da dívida para financiar a aquisição do Complexo ASII e Boa Hora assim como as dívidas já existentes no ativo adquirido, compensado parcialmente pela queda dos indexadores CDI e IPCA, resultando no efeito líquido de R\$ 66,6 milhões; e
- (ii) pelo pagamento do prêmio de resgate, em função do pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão, no montante de R\$ 7,6 milhões.

Lucro Líquido

A AES Tietê Energia registrou um lucro líquido de R\$ 298,3 milhões em 2017 uma redução de R\$ 60,3 milhões ou 16,8% em relação a 2016 (R\$ 358,5 milhões).

Remuneração aos Acionistas

Dividendos AES Tietê Energia 2017 (R\$ milhões)	
Lucro do Período - 31 de dezembro de 2017	298,3
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	57,0
Ajuste por conta de dividendos prescritos	0,6
Constituição de reserva legal	(9,9)
Base para pagamento de dividendos	345,9
Dividendos intermediários distribuídos	240,1
Juros sobre capital próprio distribuídos	49,7
Dividendos complementares, excedentes ao mínimo obrigatório	47,7
Reserva de investimentos	8,5
Total destinado	345,9

Ao longo de 2017, a Administração da Companhia distribuiu R\$ 240,1 milhões, referentes aos dividendos intermediários dos três primeiros trimestres do ano e R\$ 49,7 milhões sobre a forma de JSCP, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. Adicionalmente, a Administração da Companhia submeterá à aprovação dos acionistas em Assembleia Geral, prevista para ocorrer até 24 de abril de 2018, proposta de distribuição de dividendos complementares ao lucro líquido do exercício de 2017, no montante de R\$ 47,7 milhões, sendo R\$ 0,02423505849 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,12117529245 por unit.

Endividamento

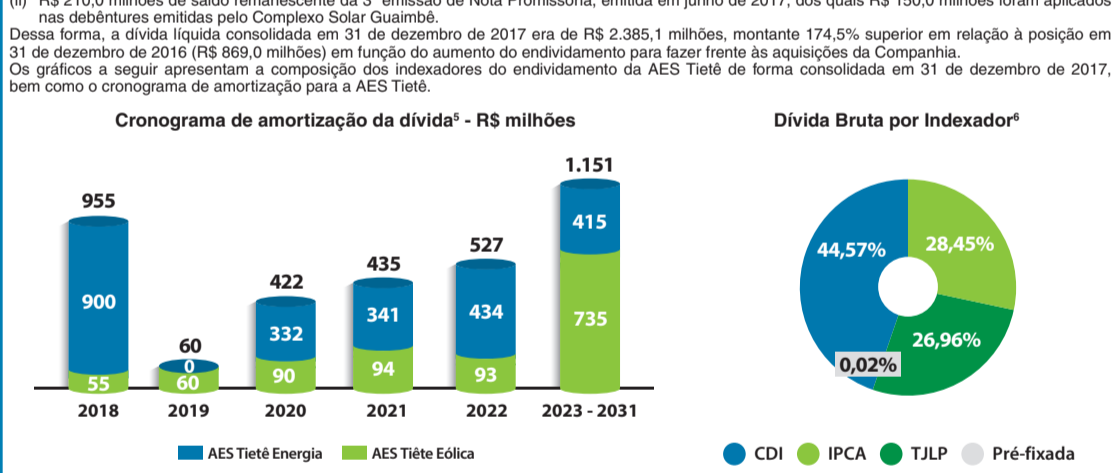
Dívidas (R\$ milhões)	Montante - R\$ milhões*	Vencimento	Custo Nominal
AES Tietê Energia	2.457,5		
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	321,0	dezembro/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	180,0	dezembro/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 1ª série	688,5	abril/22	CDI + 0,90% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	324,5	abril/24	IPCA + 6,78% a.a.
3ª Emissão de Notas Promissórias	943,7	junho/18	CDI + 1,35% a.a.
AES Tietê Eólica	1.131,2		
Financiamento BNDES	693,0	dezembro/31	TJLP + 2,88% a.a.
Financiamento BNDES (Subcrédito Social)	4,9	dezembro/31	TJLP
Repasse Banco do Brasil (BNDES indireto)	262,7	dezembro/31	TJLP + 2,60% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 1ª série	87,7	dezembro/25	IPCA + 7,61% a.a.
1ª Emissão de Debêntures - 2ª série	82,9	dezembro/25	IPCA + 7,87% a.a.

* saldo contábil
 A dívida bruta consolidada da AES Tietê Energia totalizava R\$ 3.589,6 milhões em 31 de dezembro de 2017, valor 148,1% superior à posição da dívida bruta em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 1.446,6 milhões). Essa variação está associada à:
 (i) aumento de R\$ 900 milhões da 3ª emissão de Nota Promissória, sendo R\$ 615,5 milhões para a aquisição de ASII e o restante para a aquisição de Boa Hora e financiamento da aquisição de Guaiabê; e
 (ii) R\$ 1.131,2 milhões de dívidas do Complexo Eólico Alto Sertão II. A empresa adquirida veio com as seguintes dívidas: R\$ 697,9 milhões em financiamentos com o BNDES, R\$ 262,7 milhões em repasse de financiamento indireto de BNDES pelo Banco do Brasil e R\$ 170,6 milhões em emissão de duas séries de debêntures.

No encerramento do exercício de 2017, as disponibilidades somavam R\$ 1.204,5 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2016 (R\$ 577,6 milhões). Tal diferença se deve, principalmente:

- (i) R\$ 396,0 milhões de aumento no montante referente ao GSF retido pelo efeito da liminar vigente; e
- (ii) R\$ 210,0 milhões de saldo remanescente da 3ª emissão de Nota Promissória, emitida em junho de 2017, dos quais R\$ 150,0 milhões foram aplicados nas debêntures emitidas pelo Complexo Solar Guaiabê.

Dessa forma, a dívida líquida consolidada em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 2.385,1 milhões, montante 174,5% superior em relação à posição em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 869,0 milhões) em função do aumento do endividamento para fazer frente às aquisições da Companhia. Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da AES Tietê de forma consolidada em 31 de dezembro de 2017, bem como o cronograma de amortização para a AES Tietê.



No âmbito do projeto de Alto Sertão II, os financiamentos do BNDES e Banco do Brasil apresentam um fluxo de amortização e pagamento de juros mensal, enquanto para a 1ª Emissão de Debêntures o fluxo é semestral. Com relação aos projetos solares já anunciados pela Companhia, a estratégia de financiamento será de buscar uma estrutura ótima de capital, entre a AES Tietê e os projetos, além de estruturar um financiamento de longo prazo utilizando-se de garantias dos projetos, tendo em vista que os Contratos dos mesmos possuem prazo de 20 anos.

Investimentos

Em 2017, a AES Tietê Energia investiu R\$ 98,9 milhões, destinados principalmente às grandes manutenções das usinas Água Vermelha e Barra Bonita, como mencionado anteriormente, montante 2,1% inferior ao valor investido em 2016 (R\$ 101,0 milhões). A decisão da Companhia pela realização desses investimentos visa à melhoria das suas condições operacionais e assegura a disponibilidade de seu parque gerador, resultando em ganhos de produtividade e eficiência.

Plano de Investimento

A Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 934,6 milhões no período de 2018 até 2022, principalmente na construção dos novos parques solares, conforme apresentado na tabela a seguir:

Investimentos (R\$ milhões)*	2018E	2019E	2020E	2021E	2022E	Total 2018E-2022E
Modernização e Manutenção Usinas	68,7	53,7	58,9	70,7	75,8	327,7
Novos Projetos	405,0	175,0	0,0	0,0	0,0	580,0
Juros de Capitalização **	9,9	5,1	1,1	5,1	5,7	26,9
Total	483,6	233,8	60,0	75,7	81,5	934,6

* valores nominais
 ** não considera juros de capitalização sobre os novos projetos

⁵ Fluxo composto por amortização de principal.

⁶ Valores relativos ao principal.

GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

Segurança

Segurança é o valor número 1 do Grupo AES Brasil
 Garantir a segurança de nossos colaboradores, contratados e das comunidades é prioridade na gestão de nosso negócio. Para gerenciar nosso desempenho e definir os investimentos e ações em linha com a estratégia da AES Corporation, seguimos as diretrizes da norma norte-americana OSHA, além de termos nossas operações certificadas de acordo com a norma OHSAS 18001 desde 2011. Em 2017, obtivemos a recertificação dos processos de segurança e saúde ocupacional, de acordo com o estipulado pela norma internacional, para todas as nossas usinas e para as PCHs São Joaquim e São José. Nosso Programa de Segurança, apoiado na Política de Sustentabilidade da AES Brasil, está estruturado para fortalecer a cultura de segurança entre nossos profissionais e abrange uma série de iniciativas com foco na avaliação das condições de segurança do ambiente de trabalho e disseminação de boas práticas e ações preventivas. Entre elas destacam-se as caminhadas de segurança, que ganharam um incremento no último ano com a adoção de um aplicativo no qual os líderes podem fazer as avaliações com mais agilidade por meio de aparelhos mobile. Além disso, as preleções de segurança e o relato de segurança são outras práticas adotadas de forma frequente em nossas operações.
 Em 2017, atingimos as metas estabelecidas para o ano em relação a acidentes com afastamento para colaboradores próprios. Da mesma forma, superamos os índices estabelecidos para acidentes sem afastamento (*Recordable Rate*). Também não houve acidentes fatais em nossas operações.

Segurança com a população

No que diz respeito à segurança das comunidades localizadas no entorno de nossas usinas e reservatórios, tivemos mais um ano sem registro de qualquer tipo de ocorrência. Durante 2017, mantivemos programas de conscientização e educação ambiental para a população, com destaque para campanhas educativas sobre segurança, meio ambiente e o respeito às sinalizações, divulgadas por meio de veículos de comunicação de grande alcance nos municípios em que estão localizadas nossas instalações. Também promovemos visitas às usinas e eventos de esclarecimento sobre nossas operações. No ano, 15.516 pessoas foram impactadas por essas iniciativas.

Investimento social nas comunidades locais

No relacionamento com as comunidades das regiões em que atuamos, temos o objetivo de promover o desenvolvimento e, para tanto, realizamos investimentos com a utilização das leis de incentivo à cultura e ao esporte.

Em 2017, nossos investimentos direcionados para projetos sociais atingiram um montante de R\$ 3,8 milhões. Mais de 17 mil pessoas foram impactadas pelas ações que, além de promoverem o desenvolvimento e crescimento das comunidades, ampliam o reconhecimento da AES Tietê como uma companhia compromissada com a sociedade e a geração de valor sustentável.

Gestão Ambiental

Em conformidade com o Sistema de Gestão Ambiental ("SGA") da AES Tietê Energia, certificado de acordo com a norma ISO 14001, os impactos negativos gerados pelas unidades são mapeados e mitigados pelas ações desenvolvidas pelos programas ambientais e ações realizadas nas instalações. O SGA oferece uma sistemática de melhoria contínua por meio da definição de objetivos, metas e programas de gestão e avaliação do desempenho ambiental, padronizando, assim, os processos e as atividades da empresa, e identificando os principais riscos e oportunidades visando a proteção ao meio ambiente.

Monitoramento de barragens e reservatórios

A segurança das barragens de nossas usinas hidrelétricas e PCHs é realizada de maneira contínua por meio do monitoramento de instrumentos instalados nas estruturas civis, além de inspeções visuais periódicas com apoio de drones para áreas submersas, e aéreas. Este trabalho é realizado por corpo técnico especializado, composto por engenheiros civis, hidricos, topógrafos e técnicos. Bimestralmente são emitidos relatórios técnicos de consistência do monitoramento, validando o estado de segurança das estruturas. A condução e análise das informações é realizada por corpo técnico especializado, composta por engenheiros civis, hidrólogos, topógrafos e técnicos.

O monitoramento dos reservatórios é realizado periodicamente e, além de controlar as condições ambientais desses locais, permite registrar eventuais ocorrências de ocupações irregulares, inclusive de loteamentos clandestinos, em nossos 4.800 quilômetros de bordas.

Reforestamento nos reservatórios

Uma das iniciativas fundamentais, alinhada às demandas da legislação ambiental e que contribui para o desenvolvimento sustentável, é o Programa de Reforestamento. A atividade contribui para a conservação da flora, abastecimento do lençol freático e para evitar o processo de erosão e assoreamento dos reservatórios. Por meio do Mãos na Mata, iniciativa que conta com o apoio da ONG SOS Mata Atlântica, buscamos parcerias com empresas que precisam fazer compensações ambientais com foco na revitalização de áreas da Mata Atlântica e do Cerrado. Para tanto, o programa oferece ao cliente o espaço para o reflorestamento, nas bordas dos reservatórios da AES Tietê, fornece o projeto e as mudas, e se responsabiliza pelo monitoramento das áreas. Em 2017, 301 hectares foram reflorestados tendo superado a meta estabelecida para o ano. Mais informações sobre os temas socioambientais podem ser encontradas no Relatório de Sustentabilidade da Companhia.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o sistema pelo qual uma Companhia é controlada e monitorada e envolve as práticas e os relacionamentos entre acionistas, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria. A adoção de boas práticas de governança é essencial para a gestão estratégica e eficiente do negócio. Com foco na criação de valor para seus acionistas, a Companhia continuamente trabalha para aprimorar suas práticas.

No âmbito interno, a AES Tietê Energia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por onze membros efetivos e nove membros suplentes. Dentre os seus membros, sete membros efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um membro efetivo pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um membro efetivo independente indicado pelo controlador, um membro efetivo não indicados pelos acionistas minoritários e também considerados conselheiros independentes e o último membro efetivo foram eleitos pelos colaboradores da Companhia, conforme disposição do seu estatuto social. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral Ordinária que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findo em 31 de dezembro de 2017.

Atualmente a Diretoria é composta por 3 membros, incluindo o Diretor Presidente e o Diretor de Relações com Investidores. Os membros da Diretoria Executiva desempenham suas funções de acordo com o objeto social da Companhia, conduzindo os negócios e operações com estrita observância das disposições do Estatuto Social, das decisões das Assembleias Gerais de Acionistas e do Conselho de Administração.

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disto, o Conselho Fiscal também é responsável por examinar as informações trimestrais e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral.

O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por cinco membros efetivos, dos quais: dois efetivos foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo foi indicado pela BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um efetivo foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas da Companhia e um membro efetivo indicado pelos acionistas minoritários ordinarietas da Companhia.

Por ser subsidiária da The AES Corporation, companhia de capital aberto com ações na Bolsa de Nova York, a AES Tietê Energia possui controles internos em conformidade com os requerimentos da Lei Sarbanes-Oxley ("SOX"), cujo objetivo é assegurar a confiabilidade das demonstrações contábeis de companhias que negociam ações no mercado norte-americano.

Por fim, comprometido com o constante aperfeiçoamento das boas práticas de governança corporativa da Companhia, o Conselho de Administração constitui, em junho de 2017, o Comitê de Remuneração e Pessoas e o Comitê de Sustentabilidade. De natureza não estatutária, os Comitês têm a função de assessorar o Conselho de Administração em matérias de sua competência e contam com a participação de conselheiros independentes e especialistas em cada assunto.

Estrutura Acionária

Estrutura Acionária
 Em 07 de julho de 2017, a AES Tietê Energia comunicou o encerramento do prazo para o exercício do direito de recesso pelo acionistas dissidentes das deliberações da Assembleia Geral Extraordinária de 29 de maio de 2017, que aprovou a aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, tendo como resultado o exercício do direito de retirada de 36 ações ordinárias, 389 ações preferenciais e 30.314 units de emissão Companhia. Com isso, as ações resultantes desse processo foram destinadas à tesouraria da Companhia. Assim, a AES Tietê Energia passou a deter 30.353 ações ordinárias e 121.657 ações preferenciais.

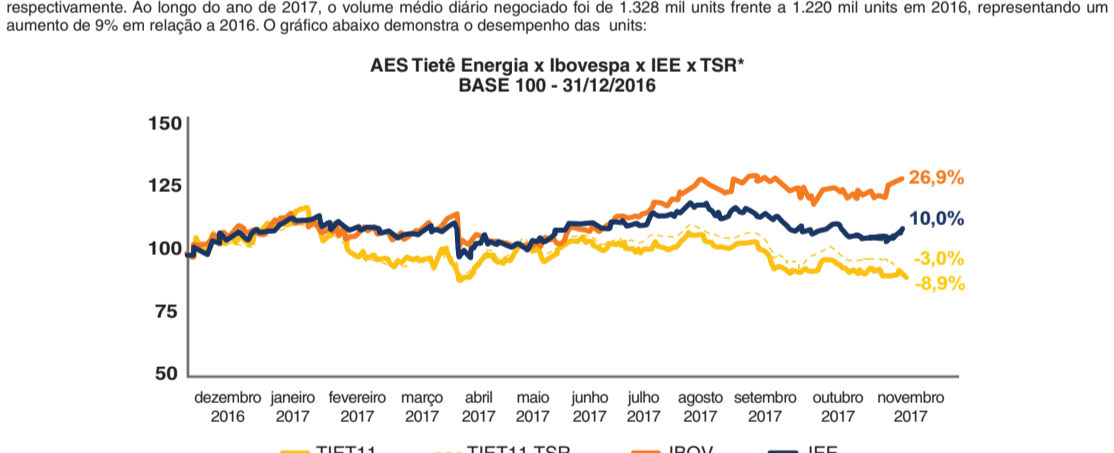
Entre 10 e 17 de outubro de 2017 a Companhia realizou um processo de venda de uma parcela de suas ações em tesouraria. O total da venda destas ações foi de 10.650 ações ordinárias e 42.845 ações preferenciais. Assim, a AES Tietê Energia passou a deter 19.703 ações ordinárias e 78.812 ações preferenciais em tesouraria.

Em 31 de dezembro de 2017, o capital social subscrito e integralizado da AES Tietê Energia era de R\$ 416,6 milhões, representado por ações ordinárias e preferenciais, conforme detalhado a seguir.

Estrutura Acionárias	ON	% ON	PN	% PN	Total	% Total
AES Holdings Brasil	477.289.199	61,6%	471.926	0,0%	477.761.125	24,3%
BNDES	111.477.600	14,4%	445.910.403	37,4%	557.388.003	28,3%
Eletronas	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Ações em Tesouraria	19.703	0,0%	78.812	0,0%	98.515	0,0%
Outros	155.159.742	20,0%	620.835.227	52,1%	775.995.569	39,4%
Total	775.174.584	100,0%	1.192.210.328	100,0%	1.967.384.912	100,0%

MERCADO DE CAPITAIS

Em 2017, as units da Companhia apresentaram desvalorização de 8,9%, quando comparadas a 2016, encerrando o ano cotadas a R\$ 12,75. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 10,0% e o Ibovespa 26,9%, encerrando 2017 em 39.732 pontos e 76.402 pontos, respectivamente. Ao longo do ano de 2017, o volume médio diário negociado foi de 1.328 mil units frente a 1.220 mil units em 2016, representando um aumento de 9% em relação a 2016. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das units:



Fonte: Bloomberg
 * Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista. (Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período).

AUDITORIA INDEPENDENTE

Ao longo do exercício de 2017, a AES Tietê Energia utilizou os serviços de auditoria independente da Ernst & Young Auditores Independentes S.S ("EY"). Em 2017, os serviços prestados pela EY foram (i) auditoria das demonstrações contábeis e revisão especial das Informações Trimestrais ("ITRs") preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; (ii) auditoria para fins de consolidação pela controladora indireta The AES Corporation, sediada nos Estados Unidos da América; (iii) revisão do Relatório de Controle Patrimonial - RCP, elaborado de acordo com as normas regulatórias da ANEEL; (iv) emissão de relatórios de asseguração limitada sobre as análises trimestrais de apuração dos índices financeiros em cumprimento à cláusula 8 da Escritura da 4ª emissão de debêntures; e (v) realização de procedimentos previamente acordados a fim de atender às disposições dos Despachos nº 512 de 10 de fevereiro de 2011 e nº 1.976 de 24 de julho de 2013, da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira, da ANEEL, referente ao Manual dos Programas e Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética.

O valor total dos serviços acima descritos totaliza R\$ 1.864.233 (Um milhão, oitocentos e sessenta e quatro mil e duzentos e trinta e três reais). Os serviços (i), (ii), (iii) acima, possuem prazo de contratação de um ano e foram contratados em 01/04/2017, os serviços descritos no item (iv) possuem prazo de contratação de um ano e foi contratado em 01/08/17, já os serviços descritos no item (v) possuem prazo de contratação de 36 meses e foram contratados em 16/05/2016.

A Administração da Companhia, assim como seus auditores independentes, entende que os serviços mencionados acima são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade da EY, necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria de acordo com as regras vigentes no Brasil.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

Barueri, 19 de fevereiro de 2018

BALANÇOS PATRIMONIAIS

31 de dezembro de 2017 e 2016

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	Reapresentado ⁰				
	Controladora		Consolidado		
	Notas	2017	2016	2017	2016
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	44.294	72.086	134.593	72.086
Investimentos de curto prazo	5				

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

Descrição	Notas	Reservas de capital					Reservas de lucros				Ajuste de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total do Patrimônio líquido	
		Capital social	Reserva especial de ágio	Remuneração de bens e direitos	Opções de ações outorgadas	Outras reservas de capital	Ações em tesouraria	Legal	Reserva de investimentos	Propostas de distribuição de dividendos adicionais					
Saldos em 31 de dezembro de 2015		262.018	341.198	9.405	1.950	-	-	52.404	-	-	428.384	920.607	2.500	-	2.018.466
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	358.533
Resultado abrangente total:															
Remensuração da obrigação de benefício definido	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.771)	-	-	(8.771)
Imposto de renda e contribuição social sobre remensuração da obrigação de benefício definido	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.982	-	-	2.982
Transações com os acionistas:															
Remuneração com base em ações		-	-	-	147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	147
Dividendos e juros sobre o capital próprio não resgatados	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	615
Distribuição de dividendos intermediários	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(305.506)
Juros sobre o capital próprio declarados	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(59.983)
Dividendos complementares ao mínimo obrigatório de 2015 pagos	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mutações internas do Patrimônio Líquido:															
Aumento de capital mediante capitalização parcial da Reserva Especial de ágio	23.1	154.628	(154.628)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização do ajuste de avaliação patrimonial		-	-	-	-	-	-	-	-	-	(93.773)	-	-	-	93.773
Imposto de renda e contribuição social sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	24	-	-	-	-	-	-	21.021	-	-	-	-	-	-	(21.021)
Dividendos adicionais propostos - excedente ao mínimo obrigatório	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2016		416.646	186.570	9.405	2.097	-	-	73.425	-	-	34.528	858.717	(3.289)	-	1.578.099
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	298.277
Resultado abrangente total:															
Remensuração da obrigação de benefício definido	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.151	-	6.151
Imposto de renda e contribuição social sobre remensuração da obrigação de benefício definido		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.092)	-	(2.092)
Hedge de fluxo de caixa		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	945	-	945
Imposto de renda e contribuição social sobre hedge de fluxo de caixa		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(321)	-	(321)
Transações com os acionistas:															
Remuneração com base em ações		-	-	-	317	-	-	-	-	-	-	-	-	-	317
Dividendos e juros sobre o capital próprio não resgatados	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	601
Dividendos complementares ao mínimo obrigatório de 2016 pagos	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição de dividendos intermediários	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(240.140)
Juros sobre o capital próprio declarados	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(49.668)
Compra de ações em tesouraria	4.1	-	-	-	-	-	-	(105)	-	-	-	-	-	-	(105)
Venda de ações em tesouraria		-	-	-	-	-	117	37	-	-	-	-	-	-	154
Mutações internas do Patrimônio Líquido:															
Realização do ajuste de avaliação patrimonial		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(86.326)	-	-	86.326
Imposto de renda e contribuição social sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	24	-	-	-	-	-	-	9.904	-	-	-	-	-	-	(9.904)
Dividendos adicionais propostos - excedente ao mínimo obrigatório	23.1/24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva de investimentos	23.1/24	-	-	-	-	-	-	-	-	8.463	-	-	-	-	(8.463)
Saldos em 31 de dezembro de 2017		416.646	186.570	9.405	2.414	117	(68)	83.329	8.463	47.678	801.742	1.394	-	1.557.690	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto lucro por ação)

Descrição	Notas	Reapresentado ⁰		Reapresentado ⁰	
		Controladora		Consolidado	
		2017	2016	2017	2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	26	1.578.270	1.561.348	1.728.125	1.561.348
CUSTOS OPERACIONAIS					
Custo com Energia Elétrica					
Energia elétrica comprada para revenda	27	(417.065)	(317.633)	(430.883)	(317.633)
Encargos do uso do sistema de transmissão e conexão	27	(120.604)	(112.600)	(128.630)	(112.600)
Taxa de fiscalização		(6.779)	(6.859)	(7.030)	(6.859)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos		(50.351)	(75.104)	(50.351)	(75.104)
Custo de Operação					
Pessoal e administradores		(109.252)	(98.015)	(113.100)	(98.015)
Entidade de previdência privada	18	(4.571)	(1.342)	(4.599)	(1.342)
Serviços de terceiros		(95.852)	(89.762)	(107.058)	(89.762)
Material		(11.117)	(8.438)	(16.295)	(8.438)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	20	(1.251)	(29.614)	(1.251)	(29.614)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa		(2.777)	2.469	(2.777)	2.469
Depreciação e amortização		(163.424)	(160.987)	(199.381)	(160.987)
Outras despesas operacionais	28	(32.906)	(19.087)	(35.166)	(19.087)
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS		(1.015.749)	(916.972)	(1.096.521)	(916.972)
LUCRO BRUTO		562.521	644.376	631.604	644.376
Resultado de equivalência patrimonial	11	8.754	-	-	-
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	11	(4.010)	-	(996)	-
Receitas financeiras	29	89.422	87.469	91.435	87.469
Despesas financeiras	29	(236.118)	(231.794)	(296.489)	(231.794)
Variações cambiais, líquidas	29	1.218	8.525	1.218	8.525
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO		(145.478)	(135.800)	(203.836)	(135.800)
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		421.787	508.576	426.772	508.576
Contribuição social	8	(25.285)	(31.154)	(27.123)	(31.154)
Imposto de renda	8	(66.269)	(83.066)	(69.543)	(83.066)
Contribuição social diferida	8	(8.249)	(9.426)	(8.205)	(9.426)
Imposto de renda diferido	8	(23.707)	(26.397)	(23.624)	(26.397)
TOTAL DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		(123.510)	(150.043)	(128.495)	(150.043)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		298.277	358.533	298.277	358.533
Lucro por ação (em reais)					
Básico	25.1	0,15162	0,18224	0,15162	0,18224
Diluído	25.1	0,14624	0,17627	0,14624	0,17627

⁰ Vide nota explicativa nº 2.2.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016
(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

Descrição	Reapresentado ⁰		Reapresentado ⁰	
	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Atividades operacionais:				
Lucro líquido do exercício	298.277	358.533	298.277	358.533
Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:				
Depreciação e amortização	171.907	158.297	207.864	158.297
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	4.010	-	996	-
Amortização do uso do bem público (UBP)	2.690	2.690	2.690	2.690
Variação monetária e cambial	(434)	13.514	1.560	13.514
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	2.777	-	2.777	-
Provisão para processos judiciais e outros	5.093	29.614	5.093	29.614
Marcação a mercado da opção	(1.896)	-	(1.896)	-
Custo de empréstimos (encargos de dívidas) - líquido de juros capitalizados	215.337	178.992	264.043	178.992
Fundo de pensão/Plano de assistência - Deliberação CVM 695	3.485	814	3.485	814
Receita aplicação financeira em investimento curto prazo	(78.898)	(75.996)	(79.087)	(75.996)
Baixa de bens do ativo	4.280	667	4.280	667
Resultado de equivalência patrimonial	(8.754)	-	-	-
Tributos e contribuições sociais diferidos	31.956	35.823	31.829	35.823
Ações e opções de ações outorgadas	317	147	317	147
Redução (aumento) dos ativos:				
Contas a receber de clientes	(111.150)	(119.200)	(138.030)	(119.200)
Tributos e contribuições sociais compensáveis	23.406	119.725	22.549	119.725
Contas a receber de partes relacionadas	4.920	266.894	4.920	266.894
Conta de ressarcimento - CCEE	-	-	3.637	-
Tributos e contribuições sociais diferidos	-	-	1.876	-
Outros créditos	(1.206)	(50)	(3.962)	(50)
Aumento (redução) dos passivos:				
Fornecedores	390.156	59.706	391.911	59.706
Imposto de renda e contribuição social a pagar	91.554	95.345	96.731	95.345
Outros tributos a pagar	(27.987)	(6.438)	(30.376)	(6.438)
Conta de ressarcimento - CCEE	-	-	(4.383)	-
Obrigações sociais e trabalhistas	616	2.753	1.233	2.753
Encargos setoriais	(6.254)	2.931	(6.254)	2.931
Outras obrigações	5.581	437	(9.074)	437
TOTAL DO RESULTADO	1.019.783	1.125.198	1.073.006	1.125.198
Pagamento de juros (encargos de dívidas) - líquido de juros capitalizados	(135.282)	(169.855)	(182.030)	(169.855)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(115.416)	(358.196)	(120.188)	(358.196)
Pagamento de obrigações com entidade de previdência privada	(1.361)	(1.397)	(1.361)	(1.397)
Pagamento de processos judiciais e outros	(880)	(32.950)	(880)	(32.950)
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	52.552	68.360	52.636	68.360
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	819.396	630.440	821.183	630.440
Atividades de investimentos:				
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	(104.055)	(100.996)	(104.524)	(100.996)
Aumento de capital em controlada	(119.502)	-	-	-
Aquisição de investimento, líquido do caixa e equivalentes de caixa das empresas adquiridas	(531.000)	-	(527.380)	-
Premio pago - opções de compra de moeda estrangeira	(11.267)	-	(11.267)	-
Aplicações em investimentos de curto prazo	(3.489.404)	(3.294.617)	(3.495.219)	(3.294.617)
Resgates de investimentos de curto prazo	2.950.110	3.542.225	2.953.627	3.542.225
Aplicação caixa restrito	-	-	(6.878)	-
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(129.793)	37.184	(153.428)	37.184
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos	(1.434.901)	183.796	(1.345.069)	183.796
Atividades de financiamentos:				
Ingressos de novos empréstimos e debêntures	1.900.000	180.000	1.924.423	180.000
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(357.623)	(768.766)	(357.623)	(768.766)
Imposto de renda sobre juros sobre capital próprio	14.039	-	14.039	-
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(947.188)	(143.864)	(972.931)	(143.864)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(21.564)	(10.078)	(21.564)	(10.078)
Compra de ações em tesouraria	(105)	-	(105)	-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2017 e 2016
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

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									
Amelista	LEN 02/2011	135/2012	15/03/12	14/03/47	35 anos	2015	17	28,6	15,7
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	14,1
Espião	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	196,1

(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.

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.

Em 13 de agosto de 2012, as controladas indiretas Ametista, Borgo, Caetité, Dourados, Espião, 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.

As controladas indiretas Ametista, Borgo, Dourados, Espião, Maron, Caetité, Pelourinho, Pilões e Serra do Espinhaço participaram do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), descontratando 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.

A comercialização de energia no mercado regulado (ACR) está contratada conforme abaixo:

Controladas	Contrato	Compradora	Valores				Prazo			
			Valor original do Contrato	Energia anual contratada (MWh)	Preço histórico MWh	Preço atualizado MWh	Inicial	Final	Índice de correção	Prazo Mês de reajuste
Centrais Eólicas da Prata S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.476	121,25	189,16	setembro/13	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas dos Araçás S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.764	121,25	189,16	setembro/13	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Morrão S.A.	LER 05/2010	CCEE	312.486	128.772	121,25	189,16	setembro/13	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Seraíma S.A.	LER 05/2010	CCEE	325.241	134.028	121,25	189,16	setembro/13	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Tanque S.A.	LER 05/2010	CCEE	295.480	121.764	121,25	189,16	setembro/13	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ventos do Nordeste S.A.	LER 05/2010	CCEE	214.701	88.476	121,25	189,16	setembro/13	agosto/33	IPCA	setembro
Centrais Eólicas Ametista S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	245.424	121.764	101,53	145,30	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Borgo S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	169.917	84.972	100,73	144,15	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Caetité S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	250.919	125.268	100,90	144,39	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Dourados S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	231.549	115.632	100,87	144,35	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Espião S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	86.976	42.924	102,07	146,07	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Maron S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	243.154	120.888	101,32	145,00	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pelourinho S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	207.730	103.368	101,23	144,87	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Pilões S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	228.018	114.756	100,09	143,24	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A.	LEN 02/2011	Distribuidoras	154.294	77.964	99,69	142,66	janeiro/16	dezembro/35	IPCA	janeiro

Obrigação de expansão

O Edital de Privatização prevê a obrigação da Companhia para 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 prevê que esta expansão deveria ser realizada por meio da implantação de novos empreendimentos no estado de São Paulo ou através 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, evidenciou esforços, sob o antigo modelo do setor elétrico, para ampliar seu parque gerador em 15%, que representam 398 MW.

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 adequá-la à nova realidade setorial/regulamentar.

Em 12 de agosto de 2011, foi distribuída Ação pelo Estado de São Paulo visando compelir a Companhia a cumprir com a obrigação de expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração em no mínimo 15% ou a pagar indenização por perdas e danos.

Em 20 de agosto de 2015, a Companhia apresentou petição informando que não foi obtido acordo com o Estado de São Paulo, solicitando a produção de provas, especialmente pericial.

Foi a primeira instância foi concedida liminar determinando que a Companhia apresentasse, em até 60 dias, o seu plano para atendimento da obrigação de fazer compreendendo todos os aspectos necessários à sua plena consecução, sob pena de multa diária.

Em 06 de setembro de 2011, a Companhia foi citada na ação e identificada oficialmente a respeito da obrigação. A Companhia apresentou em outubro de 2011 sua defesa bem como recurso contra a decisão que concedeu a liminar.

Em 03 de novembro de 2011, entendendo que havia a necessidade de examinar se existem condições materiais para o cumprimento da obrigação, a 2ª instância suspendeu a liminar outrora concedida em favor do Estado de São Paulo até o julgamento do recurso apresentado pela Companhia em outubro de 2011.

Em 19 de março de 2012, o recurso apresentado foi julgado em desfavor da Companhia, determinando a apresentação do plano para atendimento da expansão de capacidade.

Em 26 de abril de 2012, a Companhia apresentou seu Plano de Expansão de Capacidade ao juízo de 1ª instância, que consiste no Projeto "Termo São Paulo", para a implantação de uma termoeletrica a gás natural, com capacidade de geração líquida de aproximadamente 500 MW.

Em 12 de setembro de 2012, foi proferida decisão em 1ª instância determinando que o Estado de São Paulo se manifestasse sobre o Plano de Expansão de Capacidade da Companhia.

Em 08 de dezembro de 2012, foi juntada no processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o Plano de Expansão de Capacidade apresentado pela Companhia, com as alegações seguintes: (i) o plano apresentado é consistente; (ii) não existe garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execução do plano; (iii) a usina termoeletrica não seria a única alternativa para cumprir a obrigação de expansão; (iv) mesmo que o gás seja fornecido pela Petrobrás, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da obrigação.

O juízo de 1ª instância determinou que a Companhia se manifestasse sobre os comentários do Estado de São Paulo acerca do plano, bem como que as partes informassem se havia interesse na realização de uma audiência de tentativa de conciliação. A Audiência de Conciliação foi realizada em 09 de outubro de 2013, tendo o juízo rejeitou o recurso apresentado pelo caso determinado a suspensão do processo, para que a Companhia estudasse alternativas para expandir sua capacidade de geração que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo.

De março de 2014 à agosto de 2015, o processo foi suspenso por diversas vezes, em virtude de negociações com o Estado de São Paulo. Em 20 de agosto de 2015, a Companhia apresentou petição informando que não foi obtido acordo com o Estado de São Paulo, solicitando a produção de provas, especialmente pericial.

Em 15 de fevereiro de 2017, o juízo de 1ª instância determinou a realização de produção de prova pericial, nas especialidades de Economia e Engenharia, bem como rejeitou o argumento da Companhia, apresentado na sua defesa de mérito, relativo à prescrição do direito do Estado quanto à propositura da ação. Em 26 de julho de 2017, a Companhia interpor Recurso Especial, o qual será analisado pelo Superior Tribunal de Justiça - STJ. O objetivo deste recurso é que o argumento relativo à prescrição seja analisado antes do julgamento de mérito em 1ª instância.

Em setembro de 2017, o processo voltou a tramitar em 1ª instância para fins de realização de perícia. Atualmente, aguarda-se a realização da referida perícia em 1ª instância, bem como o julgamento do recurso especial pelo Superior Tribunal de Justiça - STJ.

Conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de perda da ação é classificada como possível e, portanto, nenhuma provisão foi reconhecida relativamente a este assunto.

Novos projetos vinculados à obrigação de expansão

Adicionalmente à conclusão do acordo de investimento do Complexo Solar Guzimé e a assinatura do contrato de aquisição do Parque Solar Boa Hora, detalhados na nota explicativa nº 4, a Companhia foi vencedora do Leilão de Energia Nova, realizado no dia 18 de dezembro de 2017 com as três SFES do projeto Água Vermelha II (AGV II), que totalizam 75 MWac (91MWp).

O complexo solar AGV II, contemplado com contratos de 20 anos no Leilão de Energia Nova de dezembro de 2017, já possui Licença de Instalação ambiental emitida pela CETESB, capacidade instalada de 75 MW e está localizado no município de Ourorste no estado de São Paulo, a aproximadamente 3 km da usina hidrelétrica de Água Vermelha da Companhia. Neste local, será construído o Complexo Solar Boa Hora, também de 75 MW, com previsão de início das obras para início de 2018, em sequência da aprovação da alteração de característica técnica emitida pela ANEEL em novembro de 2017. Ambos os projetos compartilham o contrato de arrendamento do terreno e a licença ambiental de instalação emitida pela CETESB em janeiro de 2018 para um total de 150 MW de capacidade instalada.

A Companhia continua com os estudos de viabilidade dos seus projetos termelétricos a gás natural, entre eles a Termo São Paulo, com capacidade instalada líquida de aproximadamente 500 MW.

Em março de 2016, a Companhia assinou um memorando de entendimento não vinculante com a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE) de modo a estabelecer uma parceria para analisar a viabilidade de desenvolvimento de uma termoeletrica a gás natural em um dos terrenos disponíveis da EMAE no bairro de Pedreira, na cidade de São Paulo, onde a térmica Fernando Gasparian está localizada. Atualmente, estão sendo realizados estudos de viabilidade ambiental para definir qual seria a potência permitida para esse projeto e começar o processo de licenciamento ambiental. Adicionalmente, a Companhia continua em processo de negociação do acordo de parceria, que deverá ser finalizado até o final de 2019.

A Companhia também estuda uma iniciativa de viabilizar o fornecimento de gás para os projetos termoeletricos com a construção de um terminal de regaseificação na costa do estado de São Paulo, onde diversas localizações estão em análise. Junto ao terminal, está previsto também a construção de uma usina térmica de modo a criar sinergia e otimizar os custos da cadeia de suprimento de gás.

Adicionalmente, contribuíram para o cumprimento parcial da Obrigação de Expansão, a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada em julho de 2011, e a PCH São José (4 MW), finalizada em março de 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Em 19 de fevereiro de 2018, a Diretoria da Companhia autorizou a conclusão das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, 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.

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, 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.

Base de preparação e apresentação

Todos os valores apresentados nestas demonstrações contábeis individuais e consolidadas estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo.

Reclassificação de saldos comparativos

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu às reclassificações em seu balanço patrimonial, demonstração do resultado e demonstração do valor adicionado relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, originalmente autorizados em 14 de fevereiro de 2017. As reclassificações efetuadas não alteraram o total do ativo, passivo e patrimônio líquido, e podem ser resumidas conforme o quadro a seguir:

	Controladora e Consolidado			
		2016		
	Referência	Originalmente apresentado	Reclassificações	Reclassificado
ATIVO CIRCULANTE				
Outros tributos compensáveis	(a)	20.968	(20.968)	–
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(a)	23.378	(23.378)	–
Tributos e contribuições sociais compensáveis	(a)	–	44.346	44.346
Cauções e depósitos vinculados	(a)	–	643	643
Despesas pagas antecipadamente	(a)	683	(683)	–
Outros créditos	(a)	2.016	40	2.056
Total		47.045	–	47.045
PASSIVO CIRCULANTE				
Provisões para processos judiciais e outros	(b)	3.133	(1.562)	1.571
Outras obrigações	(b)	783	1.562	2.345
Total		3.916	–	3.916
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Provisões para processos judiciais e outros	(b)	80.295	(8.276)	72.019
Outras obrigações	(b)	3.785	8.276	12.061
Total		84.080	–	84.080
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Depreciação e amortização	(c)	(158.297)	(2.690)	(160.987)
Outras despesas operacionais	(c)	(21.777)	2.690	(19.087)
Total		(180.074)	–	(180.074)
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Outros custos operacionais	(a) e (c)	(49.808)	6.662	(43.146)
Doações	(a)	–	(3.972)	(3.972)
Depreciação e amortização	(c)	(173.232)	(2.690)	(175.922)
Total		(223.040)	–	(223.040)
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA				
Outros tributos compensáveis	(a)	107.790	(107.790)	–
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(a)	11.935	(11.935)	–
Tributos e contribuições sociais compensáveis	(a)	–	119.725	119.725
Despesas pagas antecipadamente	(a)	(96)	–	–
Outros créditos	(a)	46	(96)	(50)
Total		119.675	–	119.675

A natureza das reclassificações realizadas encontra-se descrita a seguir:

(a) As reclassificações a seguir foram efetuadas com o objetivo de simplificar as demonstrações contábeis, sendo: o saldo da rubrica de "Outros tributos compensáveis" e "Imposto de renda e contribuição social compensáveis" para "Tributos e contribuições sociais compensáveis"; o saldo da rubrica de "Despesas pagas antecipadamente" para "Outros créditos"; o saldo da rubrica de "Outros créditos" para "Cauções e depósitos vinculados"; o saldo da rubrica de "Outros custos operacionais" para "Doações".

(b) A Administração da Companhia reavaliou os Termos de Compromisso de Compensação Ambiental (TCCA) firmados com a PCH Mogi-Guaçu no montante de R\$943 e com o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMbio), no montante de R\$9.195 e concluiu que os mesmos representam obrigações ambientais e não provisões para processos judiciais e outros. Dessa forma, a Companhia reclassificou R\$1.562 para o passivo circulante e R\$8.276 para o passivo não circulante, totalizando uma reclassificação de R\$9.838 da rubrica "provisões para processos judiciais e outros" para a rubrica "Outras obrigações".

(c) A Companhia reavaliou a classificação da amortização da Uso do Bem Público (UBP), originalmente apresentada sob a rubrica de "Outras despesas operacionais", e concluiu que a mesma seria melhor apresentada na rubrica "Depreciação e amortização", juntamente com as demais amortizações da Companhia.

Continuidade operacional

Em 31 de dezembro de 2017, 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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

indicar que o valor contábil pode não ser recuperável. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia e suas controladas não identificaram nenhum evento, através de informações extraídas de fontes internas e externas, indicando a existência de eventuais perdas por redução ao provável valor recuperável dos ativos.

O valor recuperável do ativo é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor justo menos custo para venda. Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor de uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existam fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa - UGC). O gerenciamento dos negócios da Companhia e suas controladas considera que todas as usinas compõem uma única unidade geradora de caixa.

3.6. Provisões para processos judiciais e outros
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.

3.7. Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos
(a) Imposto de renda e contribuição social correntes
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 requerem interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

(b) Imposto de renda e contribuição social 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 requeram 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.

3.8. Benefícios a empregados
A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de complementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

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 avaliação atuarial é elaborada com base em premissas (taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida, crescimento salarial dos participantes ativos etc.) revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeram uma nova avaliação atuarial. 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.

3.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio
Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos são considerados: i) o montante destinado para Reserva Legal, ii) a realização da mais valia dos ativos apurada na data de transição para as normas internacionais de contabilidade, registrada na rubrica Ajuste de Avaliação Patrimonial, no Patrimônio Líquido, iii) os dividendos prescritos, e iv) os dividendos intermediários pagos.

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo circulante nas seguintes ocasiões: (i) dividendos 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.

3.10. Reconhecimento da receita
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 Financeiras. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

(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) Receita de juros
A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal aplicado, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

3.11. Contratos de arrendamento
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, no caso não é. 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.

3.12. 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 são discutidas a seguir:

(a) Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PECLD
Está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, principalmente relacionados sobre venda de energia ocorrida no mercado de curto prazo bilateral, critério de pagamento utilizado atualmente pela Companhia e suas controladas para constituir a perda estimada em créditos de liquidação duvidosa é de análise individual de contas julgadas de difícil recebimento.

(b) Benefícios de aposentadoria
A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. O plano de contribuição definida 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.

Em relação ao plano de benefício definido, a Companhia avalia seu passivo com benefícios suplementares de aposentadoria através 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 sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício.

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir: (i) Taxa de desconto: a Companhia considera as taxas dos títulos do Tesouro Americano como referência para determinar 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 tábuas 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.

(c) Vida útil dos bens do imobilizado
A Companhia e suas controladas utilizam os critérios definidos na Resolução ANEEL nº 474, de 27 de fevereiro de 2012, e os preceitos do laudo de avaliação elaborado para fins de determinação do custo atribuído (vide nota explicativa nº 03.1 (c)) 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. Consequentemente, 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, quando à legislação em vigor.

(d) Para processos judiciais e outros
De acordo com a nota explicativa nº 3.5, a Companhia e suas controladas reconhecem provisão para processos judiciais e outros com base na avaliação da probabilidade de perda. As estimativas e premissas utilizadas no registro das provisões para processos judiciais e outros são revisadas, no mínimo, trimestralmente. As estimativas e premissas utilizadas no registro das provisões para processos judiciais e outros são revisadas, no mínimo, trimestralmente.

(e) 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 (nota explicativa nº 3.5). 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.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, correspondentes ao período de concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia e suas controladas ainda não tenham se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Administração avaliou que não há qualquer indicativo de que os valores contábeis não serão recuperados através de operações futuras.

(f) Impostos
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.

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.

(g) Valor justo de 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. Uma análise do valor justo de instrumentos financeiros e mais detalhes sobre como eles são calculados estão descritas na nota explicativa nº 32.

3.13. Combinação de negócios
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.

Para adquirir um negócio, a Companhia avalia os ativos e passivos financeiros assumidos com o objetivo de classificá-los e aloca-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 novo pronunciamento técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, na demonstração do resultado.

3.14. Novos pronunciamentos, interpretações e orientações
Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não houve mudanças significativas na adoção dos pronunciamentos abaixo mencionados, apenas resultou em divulgação adicional em função da adoção do CPC 03 (R2)/IAS 7 - Demonstração de fluxos de caixa, demonstrados na nota explicativa nº 16.2.

Em relação aos pronunciamentos que entrarão em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018 e 2019, a Companhia e suas controladas somente esperam impacto significativo na adoção do CPC 47 - Receita de contrato com cliente, demonstrado nesta nota.

Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 01 de janeiro de 2017
CPC 03 (R2)/IAS 7 - Demonstração de fluxos de caixa
As alterações exigem que uma entidade divulgue informações que permitam aos usuários das demonstrações contábeis avaliarem as mudanças nos passivos decorrentes de atividades de financiamento, incluindo tanto as mudanças provenientes de fluxos de caixa como mudanças que não afetam o caixa.

CPC 32/IAS 12 - Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas
As alterações esclarecem que uma entidade deve considerar se a legislação fiscal restringe as fontes de lucros tributáveis contra as quais ela poderá fazer deduções sobre a reversão dessa diferença temporária dedutível. Além disso, fornece orientações sobre a forma como uma entidade deve determinar lucros tributáveis futuros e explica as circunstâncias em que o lucro tributável pode incluir a recuperação de alguns ativos por valores maiores do que seu valor contábil.

Ciclo de melhorias anuais 2015-2017
As alterações esclarecem que os requisitos de divulgação do CPC 45/IFRS 12 distintos dos previstos nos parágrafos B10-B16 aplicam-se às participações de uma entidade em uma subsidiária, em um empreendimento controlado em conjunto (*joint venture*) ou em uma coligada (ou a uma parcela de sua participação em uma *joint venture* ou em uma coligada), que sejam classificadas (ou incluídas em um grupo para fins de alienação que seja classificado) como mantidas para venda.

Revisão de normas e interpretações que ainda não estão em vigor em 31 de dezembro de 2017
Vigência a partir de 1º de janeiro de 2018:
CPC 10/IFRS 2 - Classificação e mensuração de transações com pagamentos baseados em ações
As alterações abordam três áreas principais: (i) os efeitos das condições de aquisição de direitos sobre a mensuração de uma transação de pagamento baseada em ações liquidada em dinheiro; (ii) a classificação de uma transação de pagamento baseada em ações com características de liquidação pelo valor líquido para obrigações relacionadas a impostos retidos na fonte; e (iii) contabilização quando uma modificação nos termos e condições de uma transação de pagamento baseada em ações altera sua classificação de liquidação em dinheiro para liquidação com ações. A Administração da Companhia estima que a adoção desse novo pronunciamento não terá efeitos relevantes sobre suas demonstrações contábeis, uma vez que os valores envolvidos em seus programas de pagamentos baseados em ações, não são significativos.

Alterações ao CPC 25/IAS 40 - Transferências de propriedade para investimento
As alterações esclarecem que uma transferência para, ou a partir de, propriedades para investimento exige uma avaliação sobre se uma propriedade se enquadra, ou deixou de se enquadrar, na definição de propriedade para investimento, apoiada por evidências observáveis de uma mudança no uso. As alterações esclarecem, ainda, que situações além daquelas descritas no CPC 25/IAS 40 podem evidenciar uma mudança no uso e que referida mudança é possível para propriedades em construção (ou seja, uma mudança no uso não se limita a propriedades concluídas).

A Administração da Companhia e de suas controladas estimam que a adoção desse novo pronunciamento não terá efeitos relevantes sobre suas demonstrações contábeis, uma vez que a Companhia e suas controladas não possuem valores significativos de ativos classificados como propriedades para investimentos.

ICPC-21/IFRIC-22 - Transações em moedas estrangeiras e adiantamentos
O ICPC 21/IFRIC 22 aborda como deve ser definida a "data da transação", com o objetivo de determinar a taxa de câmbio aplicável ao reconhecimento inicial de um ativo, depósito ou receita quando a contraprestação daquele item tiver sido paga ou recebida antecipadamente em moeda estrangeira, resultando no registro de ativos ou passivos não monetários (por exemplo, período não reembolsável ou receita diferida).

A interpretação específica que a data da transação é a data na qual a entidade reconhece inicialmente ativos ou passivos não monetários resultantes do pagamento ou recebimento de contraprestação antecipada. Em caso de vários pagamentos ou recebimentos antecipados, a interpretação requer que a entidade determine a data da transação para cada pagamento ou recebimento de contraprestação antecipada. A Administração da Companhia estima que a adoção desse novo pronunciamento não terá efeitos relevantes sobre suas demonstrações contábeis, uma vez que a Companhia e suas controladas não possuem transação de pagamento ou recebimento de contraprestação antecipada em moedas estrangeiras.

IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros. Substitui a IAS 39 - Instrumentos Financeiros
Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. Introduz novas exigências para a classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável (*impairment*) e contabilidade de *hedge*.

Pela nova norma será permitida apenas o reconhecimento de ganho e perda em outros resultados abrangentes em algumas circunstâncias e o ganho e a perda de alguns instrumentos com fluxo de caixa com características específicas não são transferidos posteriormente para o resultado. A Companhia e suas controladas possuem ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis.

Os ativos financeiros classificados como disponíveis para venda não apresentam variação significativa entre o valor contábil e seu valor justo. Não há saldos acumulados em outros resultados abrangentes decorrentes desta diferença. A Administração da Companhia e de suas controladas estimam que a adoção desse novo pronunciamento não terá efeitos relevantes sobre suas demonstrações contábeis, uma vez não há diferenças materiais entre o valor contábil e o respectivo valor justo.

Empréstimos bem como contas a receber de clientes são mantidos para recolher os fluxos de caixa contratuais e devem dar origem a fluxos de caixa que representem exclusivamente pagamentos de principal e juros. Assim, a Companhia e suas controladas avaliam que estes continuam a ser mensurados pelo custo amortizado de acordo com o IFRS 9.

Em relação à regra de perdas por redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos financeiros, a mesma requer que as empresas registrem contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessas expectativas a cada data de reporte para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial, ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito (perda estimada e não mais perda ocorrida). Também em relação a esse aspecto, a Administração da Companhia e de suas controladas estimam que a adoção desse novo pronunciamento não terá efeitos relevantes sobre suas demonstrações contábeis, uma vez que a Companhia não possui expectativa de perda por redução do valor recuperável de seus ativos financeiros.

CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes
O CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes estabelece um novo modelo para reconhecimento de receitas, composto por cinco passos, que será aplicado às receitas originadas de contratos com clientes. Segundo o CPC 47/IFRS 15, as receitas são reconhecidas em valor que reflete a contraprestação à qual uma entidade espera ter direito em troca da transferência de serviços a um cliente.

Este novo pronunciamento substituirá todas as atuais exigências para reconhecimento de receitas segundo os CPCs/IFRSs. Adicionalmente o CPC 47/IFRS 15 estabelece exigências de apresentação e divulgação mais detalhadas do que as normas atualmente em vigor.

O pronunciamento requer aplicação retrospectiva e permite um dos seguintes métodos: (i) retrospectivo a cada período anterior apresentado ou (ii) retrospectivo com efeito cumulativo da aplicação inicial deste pronunciamento na data da aplicação inicial.

A Companhia e suas controladas optaram por adotar o pronunciamento usando o método de apresentação retrospectiva com efeito cumulativo na data de aplicação inicial (item ii descrito acima). Desta forma, a aplicação deste pronunciamento nas demonstrações contábeis tem data inicial em 1º de janeiro de 2017, cujos impactos serão contabilizados a partir de 1º de janeiro de 2018.

A Companhia e suas controladas avaliaram os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo CPC 47/IFRS 15:

1. Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes;
2. Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato;
3. Determinar o preço de cada tipo de transação;
4. Alocar às obrigações contidas nos contratos; e
5. Reconhecer a receita quando (ou à medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

A Companhia e suas controladas reconhecem receita proveniente de suprimento de energia elétrica. A avaliação da Companhia e de suas controladas é de que não haverá impacto material na adoção deste pronunciamento, exceto pelo reconhecimento da receita procedente dos ressarcimentos dos parques eólicos participantes do LER 2010 e LEN 2011. De acordo com a análise realizada pela Companhia, concluiu-se que a receita é reconhecida conforme os contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo, dado que o cliente simultaneamente recebe e consome os benefícios fornecidos pela Companhia, consequentemente, o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que a energia é efetivamente entregue ao cliente.

Receita de suprimento de energia
A Companhia e suas controladas reconhecem a receita com fornecimento de energia elétrica pelo valor justo da contraprestação, através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. A apuração do volume de energia entregue para o comprador ocorre em bases mensais, conforme contratado. A receita de suprimento de energia elétrica inclui também as transações no mercado de curto prazo.

De acordo com o CPC 47/IFRS 15, a Companhia e suas controladas devem reconhecer a receita proveniente de um contrato com cliente quando a expectativa de recebimento for provável, levando em consideração a intenção de pagamento do cliente. Caso a expectativa seja de não recebimento, a Companhia e suas controladas devem avaliar se a respectiva receita será apresentada líquida de perdas estimadas. Com base nos dados disponíveis em 31 de dezembro de 2017, a Companhia e suas controladas avaliaram o histórico de inadimplência dos clientes e concluiu que não há impacto de perdas estimadas a ser considerado.

A Companhia e suas controladas avaliaram os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de suprimento de energia e a conclusão é de que não haverá impactos relevantes em suas demonstrações contábeis, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

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.

A Companhia e suas controladas avaliaram os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de energia na CCEE e a conclusão é de que não haverá impactos em suas demonstrações contábeis, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Leilão de Energia de Reserva (LER 2010) e Leilão de Energia Nova (LEN 2011)
Os contratos de Energia de Reserva celebrados entre as controladas do LER 2010 e a CCEE e os contratos de Energia Nova entre o LEN 2011 e as distribuidoras estabelecem que sejam apuradas em cada ano contratual as diferenças entre a energia gerada pelas usinas e a energia contratada ("conta 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 19.

De acordo com o CPC 47/IFRS 15, o valor da contraprestação pode variar em razão de descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, onde a receita deve ser reconhecida de forma líquida dessa contraprestação variável. A Companhia e suas controladas devem reconhecer a receita proveniente de um contrato com cliente quando a expectativa de recebimento for provável, levando em consideração a intenção de pagamento do cliente. Caso a expectativa seja de recebimento a menor, a Companhia e suas controladas devem avaliar se a respectiva receita será apresentada líquida através de uma conta redutora de suprimento de energia. Atualmente, a conta de ressarcimento já é contabilizada como parte receita de suprimento de energia, e até 31 de dezembro de 2017, as diferenças apuradas eram registradas como ressarcimento no passivo em caso de geração mensal inferior ou como um ativo em caso de geração mensal superior ao contratado, conforme detalhado na nota explicativa nº 19.

A Companhia e suas controladas avaliaram os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de energia no Leilão de Energia de Reserva (LER 2010) e Leilão de Energia Nova (LEN 2011) e concluíram que o reconhecimento da receita da conta de ressarcimento em suas demonstrações contábeis deve se basear na expectativa provável de recebimento, e assim reconhecer a receita de forma líquida dessa contraprestação variável.

Com base nos dados de geração dos parques disponíveis em 31 de dezembro de 2017, a Companhia e suas controladas avaliaram o desempenho, assim como a previsão de geração dos parques em um horizonte de médio prazo e mensurou o impacto decorrente da expectativa de recebimento estimada, com base na quantidade de energia (MWh) e o preço contratual.

A Companhia apresenta abaixo os impactos esperados quando da adoção retroativa do CPC 47/IFRS 15 em seu patrimônio líquido e demonstração do resultado, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Vale ressaltar que os impactos abaixo são meramente demonstrativos e somente serão registrados quando da aplicação do referido pronunciamento para fins de comparabilidade (a partir de 01 de janeiro de 2018).

Impacto sobre o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2017

	CPC 30	Ajustes	CPC 47
Conta de ressarcimento (circulante)	159	-	159
Conta de ressarcimento (não circulante)	1.253	12	1.265
Tributos e contribuições sociais diferidos	1.501	(93)	1.408
Total ativo	2.913	(81)	2.832
Conta de ressarcimento (circulante)	2.057	-	2.057
Conta de ressarcimento (não circulante)	46.627	(3.033)	43.594
Tributos e contribuições sociais diferidos	44	-	44
Total passivo	48.728	(3.033)	45.695
Impacto no patrimônio líquido	45.815	(2.952)	42.863

	CPC 30	Ajustes	CPC 47
Receita operacional bruta (LER 2010)	58.901	3.045	61.946
Contribuição social diferida	17	(32)	(15)
Imposto de renda diferido	3	(61)	(58)
Impacto no lucro líquido do exercício	58.921	2.952	61.873

Vigência a partir de 1º de janeiro de 2019:
IFRS 16 - Operações de Arrendamento Mercantil. Substitui o CPC 06 (R1)/IAS 17.
Operações de arrendamento mercantil, bem como interpretações relacionadas (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). A norma estabelece os princípios para reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos de instrumentos 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 leasing tenha valor não significativo. Para o arrendador, a contabilização continuará segregada entre operacional e financeiro.

O IFRS 16 também exige que os arrendatários e os arrendadores façam divulgações mais abrangentes do que as previstas na IAS 17. Data de vigência ainda não definida: Alterações ao CPC 36/IFRS 10 e ao CPC 18/IAS 28: Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou empreendimento controlado em conjunto (*joint venture*)

As alterações abordam o conflito entre a IFRS 10 e a IAS 28 no tratamento da perda de controle de uma subsidiária que é vendida ou contribuída a uma associada ou a um empreendimento controlado em conjunto (*joint venture*). As alterações esclarecem que o ganho ou a perda resultantes da venda ou contribuição de ativos que constituem um negócio, conforme definido no CPC 15/IFRS 3, entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, são reconhecidos na íntegra. Qualquer ganho ou perda resultantes da venda ou contribuição de ativos que não constituam um negócio, no entanto, são reconhecidos somente na extensão das participações de investidores não relacionados na associada ou *joint venture*. O IASB ainda não definiu a data de vigência das referidas alterações.

4. ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

Em 2017, a Companhia concluiu a aquisição do complexo Alto Sertão II ("Complexo Eólico Alto Sertão II"), do Parque Solar Boa Hora ("Projeto Boa Hora"), assinou o Acordo de investimento relativo à construção do Complexo Solar Guaumbé ("Complexo Solar Guaumbé") e foi vencedor do 25º Leilão de Energia Nova A-4/2017 ("Leilão A-4") por meio do Complexo Solar Água Vermelha. As transações estão alinhadas com a estratégia da Companhia de aumentar seu portfólio com fontes não hidráulicas, com contratos regulados de compra de energia de longo prazo.

4.1. Combinação de negócios pela aquisição de conjunto de parques eólicos
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 Holdings S.A. ("Nova Energia"), detentora, por meio da Renova Eólica Participações S.A. ("Renova Eólica"), do Complexo Eólico Alto Sertão II, composto por 11 Sociedades de Propósito Específico, individualmente apresentadas na nota explicativa nº 24.

O Complexo Eólico Alto Sertão II está localizado no Estado da Bahia, possui capacidade instalada total de 386,1 MW, prazo de autorização de funcionamento de 35 anos e energia contratada por 20 anos, por meio do leilão de energia de reserva e leilão de energia nova realizados em 2010 e 2011, cujos contratos expiram em 2033 e 2035, respectivamente.

Em 17 de maio de 2017, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE") concedeu aprovação desta aquisição. Em Assembleia Geral Extraordinária de acionistas ocorrida em 29 de maio de 2017, foi deliberada a aprovação da operação, nos termos do artigo 256, §1º da Lei das S.A. e CVM 358/02, sendo conferido aos acionistas dissidentes o direito de recasso.

O período para o exercício do direito de recasso dos acionistas da Companhia que não concordassem com a operação encerrou no dia 30 de junho de 2017, sendo que acionistas titulares de 36 ações ordinárias, 389 ações preferenciais e 30.314 *units* de emissão da Companhia efetivamente exerceram o seu direito de retirada. Assim, o valor total do reembolso pago em 10 de julho de 2017 aos acionistas dissidentes da Companhia foi de R\$105, sendo considerado R\$0.68974739550 por ação ordinária e preferencial, equivalente a R\$3.44873697750 por *unit* de emissão da Companhia.

Em 28 de julho de 2017, a aquisição foi aprovada pela totalidade dos credores do Complexo Alto Sertão II.

O processo de aquisição foi concluído em 03 de agosto de 2017, após todas as condições precedentes da operação terem sido atendidas, data em que o controle direto da Nova Energia foi assumido pela Companhia e a titularidade de todas as ações foi transferida, sendo a contraprestação transferida pela troca do controle inicialmente mensurada no montante de R\$518.707, conforme divulgado nas informações contábeis de 30 de setembro de 2017. Posteriormente, a contraprestação transferida foi remensurada pela atualização da contraprestação contingente (*earn-out payment*).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Consolidado AES Tietê Energia (i)	Complexo Eólico Alto Sertão II	Combinado de 12 meses
	01.01.2017 a 31.12.2017	01.01.2017 a 31.07.2017	01.01.2017 a 31.12.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.728.125	190.106	1.918.231
CUSTOS OPERACIONAIS			
Custo com energia elétrica	(616.894)	(47.333)	(664.227)
Custo de operação	(275.647)	(35.550)	(311.197)
Entidade de previdência privada	(4.599)	–	(4.599)
Depreciação e amortização	(199.381)	(46.109)	(245.490)
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(1.096.521)	(128.992)	(1.225.513)
LUCRO BRUTO	631.604	61.114	692.718
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(996)	–	(996)
Resultado financeiro	(203.836)	(96.154)	(299.990)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	426.772	(35.040)	391.732
Total dos tributos sobre o lucro	(128.495)	(5.855)	(134.350)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	298.277	(40.895)	257.382

(i) Inclui o resultado do Complexo Eólico Alto Sertão II de 01 de agosto de 2017 a 31 de dezembro de 2017.

4.2

Compra de ativos do Parque Solar Boa Hora

Em 01 de agosto de 2017 a Companhia assinou o contrato de compra de ações para aquisição da totalidade das ações representativas do capital social de três sociedades de propósito específico localizadas no Município de Tacaimbó, Estado de Pernambuco, detentoras de autorizações para a construção de usinas de fonte fotovoltaica, tendo como vendedoras as empresas European Energy A/S, Eólica Tecnologia Ltda. e Solar Tecnologia Ltda. O processo de aquisição foi concluído em 25 de setembro de 2017, com valor total de aquisição de R\$75.000, pago com recursos disponíveis em caixa. O Complexo Solar foi outorgado no 8º Leilão de Energia de Reserva ("LER") realizado em 13 de novembro de 2015 com energia contratada por 20 anos a R\$291,75/MWh, com início de operação comercial previsto para 01 de novembro de 2018, com capacidade total projetada 75 MWac e investimento estimado 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 possui autorização para construção do Estado do Pernambuco. A Companhia solicitou a 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 das usinas hidrelétricas da Companhia, a Usina Água Vermelha. Com a aprovação da referida alteração, obtida no dia 03 de novembro de 2017, a Companhia aumentará a capacidade instalada do sistema de geração da Companhia no estado de São Paulo.

A transação não ultrapassa o limite previsto no artigo 256 da Lei das S.A., razão pela qual não será necessária a ratificação da transação por Assembleia Geral Extraordinária especialmente convocada para tanto.

O Parque Solar Boa Hora está em estágio de desenvolvimento e tem previsão de início das operações comerciais para novembro de 2018, sendo que na data da transação, 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 função deste conjunto de ativos intangíveis adquiridos incluem apenas determinados "inputs" necessários para eventualmente operar o negócio e não estão gerando "outputs", assim como não incluir qualquer força de trabalho ou outros processos importantes para poder gerar resultados, a Companhia entende que os ativos adquiridos não constituem um negócio. Dessa forma, a aquisição não foi identificada como uma combinação de negócios. A Companhia reconheceu em suas demonstrações contábeis individuais, na rubrica "Investimentos" e nas demonstrações contábeis consolidadas, na rubrica "Intangível", a aquisição de ativos intangíveis de direitos contratuais de venda de energia no valor de R\$50.000 e de direito de exploração de autorização no valor de R\$15.000 (vide notas explicativas nº 11 e 13).

4.3

Acordo de investimento do Complexo Solar Guaimbê

Em 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 para a transação é de R\$850.000, 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 acordo de investimento estabelece que a Companhia realizará investimentos no montante equivalente de até R\$470.000 em debêntures não conversíveis em ações a serem emitidas até março de 2018, por 5 sociedades de propósito específico, todas subsidiárias da Cobra do Brasil. Os recursos das debêntures serão utilizados pelas SPEs para financiar a construção, pela Cobra do Brasil, de usinas de fonte solar fotovoltaica no município de Guaimbê, no estado de São Paulo.

As debêntures já emitidas e classificadas pela Companhia como investimento de curto prazo, na nota explicativa nº 5, são compostas da seguinte forma: (i) 1ª emissão, no valor de R\$100.000 e concluída em 20 de outubro de 2017 (1ª série) e (ii) 2ª emissão, no valor de R\$50.000 e concluída em 13 de dezembro de 2017. Estas debêntures possuem garantia de primeira demanda.

Caso todas as condições precedentes sejam cumpridas, a Companhia realizará novo investimento por meio de subscrição e integralização de aumento de capital no valor de R\$165.000, nas SPEs e, por fim, adquirirá a totalidade das ações das SPEs pertencentes à Cobra do Brasil pelo montante de R\$15.000, sujeito a ajustes usuais neste tipo de operação.

As autorizações para implementação do Complexo Solar Guaimbê foram outorgadas às SPEs após o 6º Leilão de Energia de Reserva realizado em 31 de outubro de 2014, com energia contratada por 20 anos ao preço médio de R\$218,85/MWh (data-base outubro de 2014), com capacidade total projetada de 180 MWp (150 MWca) e início de operação comercial previsto para maio de 2018.

O Complexo Solar Guaimbê expande em 6% a atual capacidade instalada da Companhia no estado de São Paulo, buscando assim, oportunidades em São Paulo para cumprir sua obrigação de expansão.

4.4

Complexo Solar Água Vermelha

Em 18 de dezembro de 2017 a Companhia obteve no Leilão A-4 o direito de comercializar, no mercado regulado, energia a ser gerada por um complexo fotovoltaico com capacidade instalada de 94 MWp (75 MWac), a ser construída no estado de São Paulo ("Complexo Solar Água Vermelha" ou "AGV Solar").

A AGV Solar possui uma garantia física de 19,8 MWm de energia contratada por 20 anos, ao preço médio de R\$145,96/MWh, com reajuste anual pelo IPCA. A capacidade de geração certificada da AGV Solar é de aproximadamente 28% da planta para os 20 primeiros anos de geração. A energia gerada acima da garantia física será comercializada no mercado de curto prazo.

O investimento total estimado para a construção da AGV Solar é de aproximadamente R\$280.000, com início do desembolso previsto para o segundo semestre de 2018. A previsão é de que a construção inicie em junho de 2018 e a operação comercial em junho de 2019.

5.

CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E INVESTIMENTOS DE CURTO PRAZO

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Caixa e Equivalentes de caixa				
Numerário disponível	526	916	90.825	916
Operação compromissada	43.768	71.170	43.768	71.170
Subtotal	44.294	72.086	134.593	72.086
Investimentos de curto prazo				
CDB-DI	396.599	163.003	396.982	163.003
Operação compromissada	378.934	210.399	378.934	210.399
Debêntures (i)	151.232	–	151.232	–
Fundo de investimentos				
Letra financeira	55.918	60.411	55.918	60.411
LTN over	77.883	64.899	77.883	64.899
Letra financeira do tesouro	7.520	6.819	7.520	6.819
CDB pós-liq. antecipada	1.459	–	1.459	–
Subtotal	1.067.545	505.531	1.069.928	505.531
Total	1.111.839	577.617	1.204.521	577.617

(i) Referem-se às debêntures vinculadas ao acordo de investimento com vistas à aquisição do Complexo Solar Guaimbê, conforme detalhado na nota explicativa nº 4.3. São títulos de créditos privados das 1ª e 2ª emissões de debêntures das SPEs: Guaimbê I Parque Solar S.A., Guaimbê II Parque Solar S.A., Guaimbê III Parque Solar S.A., Guaimbê IV Parque Solar S.A. e Guaimbê V Parque Solar S.A.. As debêntures são remuneradas a CDI + 1,98% a.a. com vencimento em 01 de outubro de 2018.

O saldo de aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2017 está representado por operações de CDB, operações compromissadas, debêntures e fundo de investimentos com liquidez diária e com rentabilidade média consolidada no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 de 102,04% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI (98,85% no exercício findo em 31 de dezembro de 2016).

6.

CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
CIRCULANTE				
Consumidores livres	142.257	128.927	143.800	128.927
Leilão - Outras empresas	2.884	14.348	2.884	14.348
Mercado de curto prazo (i)	112.896	3.622	141.546	3.622
LER 2010	–	–	10.243	–
LEN 2011	–	–	12.930	–
Distribuidoras	–	–	184	–
Partes relacionadas (nota 30.1)	–	–	400	–
Serviços prestados	10	–	3.785	–
Subtotal	258.047	146.897	315.772	146.897
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD) (ii)	(2.777)	–	(2.777)	–
Saldo líquido de PECLD	255.270	146.897	312.995	146.897
NÃO CIRCULANTE				
Energia livre (iii)	13.075	13.075	13.075	13.075
Subtotal	13.075	13.075	13.075	13.075
Total	268.345	159.972	326.070	159.972
CONTAS A RECEBER DE PARTES RELACIONADAS				
Leilão - Eletropaulo (nota 30.1)	–	4.920	–	4.920
Subtotal	–	4.920	–	4.920
Total	268.345	164.892	326.070	164.892

(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 2017, a Companhia possui saldos pendentes de recebimentos, principalmente devido à inadimplência do setor causada por limitares 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.

(ii) Em função das incertezas quanto ao recebimento, foram registradas perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa para valores vencidos relativos a um contrato de comercialização de energia no ambiente regulado - CCEAR, no montante de R\$2.777. A Companhia vem constituindo PECLD no momento do faturamento deste cliente.

(iii) 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 mandato de segurança impetrado pela ABRADEPE, 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.

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.

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

	Consolidado																	
	2017																	
	Controladora	AES Integra	Ametista	Araças	Borgo	Caetitê	Da prata	Dourados	Espigão	Maron	Morrão	Pelourinho	Pilões	Seraíma	Serra do espinhaço	Tanque	Ventos do nordeste	Consolidado
Ativo líquido	–	106	271	42	79	52	40	265	32	188	35	146	205	77	69	–	–	1.607
Passivo líquido	(409.382)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(16)	(28)	(409.426)
Total	(409.382)	106	271	42	79	52	40	265	32	188	35	146	205	77	69	(16)	(28)	(407.819)
Composição das rubricas:																		
Ativo	39.101	106	271	42	79	52	40	265	32	188	35	146	205	77	69	–	–	40.708
Passivo	(448.483)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	(16)	(28)	(448.527)
Total	(409.382)	106	271	42	79	52	40	265	32	188	35	146	205	77	69	(16)	(28)	(407.819)

8.3

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

	Consolidado							
	2017				2016			
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
a) Composição dos tributos no resultado:								
Na rubrica de tributos:								
Corrente	(66.269)	(25.285)	(83.066)	(31.154)	(69.543)	(27.123)	(83.066)	(31.154)
Diferidos	(23.707)	(8.249)	(26.397)	(9.426)	(23.624)	(8.205)	(26.397)	(9.426)
Total	(89.976)	(33.534)	(109.463)	(40.580)	(93.167)	(35.328)	(109.463)	(40.580)
b) Demonstração do cálculo dos tributos								
Resultado antes dos tributos	421.787	421.787	508.576	508.576	426.772	426.772	508.576	508.576
Adições (exclusões):								
Juros sobre o capital próprio	(49.668)	(49.668)	(59.983)	(59.983)	(49.668)	(49.668)	(59.983)	(59.983)
Doações	4.088	4.088	2.933	2.933	4.088	4.088	2.933	2.933
Resultado de equivalência patrimonial (nota 11)	(8.754)	(8.754)	–	–	–	–	–	–
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	4.497	4.497	–	–	4.497	4.497	–	–
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(3.288)	(3.288)	(2.812)	(2.812)	(3.288)	(3.288)	(2.812)	(2.812)
Ajuste lucro presumido	–	–	–	–	(56.375)	(50.035)	–	–
Prejuízo fiscal e base negativa sem imposto diferido constituído	–	–	–	–	56.176	56.178	–	–
Outras	6.068	6.075	2.174	2.175	6.024	6.119	2.174	2.175
Total das adições (exclusões)	(47.057)	(47.050)	(57.688)	(57.687)	(38.546)	(32.109)	(57.688)	(57.687)
Resultado ajustado	374.730	374.737	450.888	450.889	388.226	394.663	450.888	450.889
Alíquota	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Tributos	(93.683)	(33.726)	(112.722)	(40.580)	(97.057)	(35.520)	(112.722)	(40.580)
Incentivos fiscais	3.150	–	–	–	3.150	–	–	–
Ajuste de anos anteriores (P&D)	533	192	–	–	533	192	–	–
Outras	24	–	24	–	207	–	24	–
Total da despesa com tributos	(89.976)	(33.534)	(109.463)	(40.580)	(93.167)	(35.328)	(109.463)	(40.580)
Alíquota efetiva	21,3%	8,0%	21,5%	8,0%	21,8%	8,3%	21,5%	8,0%

9.

TRIBUTOS A RECUPERAR

Os tributos a recuperar 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.

A abertura de consumidores e revendedores por vencimento é a seguinte:

	Controladora					
	Saldos vencidos	Saldos vencidos			PECLD	Saldo líquido de PECLD
		até 90 dias	mais de 90 dias	Subtotal		
CIRCULANTE						
Consumidores livres	142.257	–	–	142.257	–	
Leilão - Outras empresas	434	107	2.343	2.884	(2.777)	
Mercado de curto prazo	5.834	27.827	79.235	112.896	–	
Serviços prestados	10	–				

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

10. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
CIRCULANTE				
Garantias de compromissos contratuais	678	643	678	643
Garantias de financiamento (i)	–	–	6.878	–
Subtotal	678	643	7.556	643
NÃO CIRCULANTE				
Garantias de financiamento (i)	–	–	75.629	–
Cauções e depósitos vinculados (nota 20.1)	7.218	4.465	7.218	4.465
Garantias de compromissos contratuais (ii)	130.785	–	130.785	–
Subtotal	138.003	4.465	213.632	4.465
Total	138.681	5.108	221.188	5.108

(i) Com a finalidade de garantir os pagamentos das obrigações do contrato de financiamento celebrado entre o Complexo Edício Alto Sertão II e o BNDES, foi firmado "Contrato de direitos creditórios, administração de contas e outras avenças", obrigando o Complexo Edício 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 centralizadas 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. Em 31 de dezembro de 2017, as contas vinculadas mencionadas acima nos itens (a), (b) e (c) devem possuir saldo no montante equivalente a três meses do serviço da dívida. Os saldos referem-se basicamente a aplicações financeiras de fundo de investimentos, com rentabilidade média de 97,03% do CDI, cuja aplicação somente poderá ser movimentada mediante autorização expressa dos credores.

(ii) Em 03 de agosto de 2017, houve a conclusão da aquisição do controle da Nova Energia, conforme detalhado na nota explicativa nº 4.1. A assinatura entre as partes do Memorando de Fechamento da referida aquisição teve como condição precedente o depósito de garantias para litígios, *earn-out* e indenização geral dos vendedores, nos montantes atualizados até 31 de dezembro de 2017 de R\$59.265, R\$51.089 e R\$20.431, respectivamente. Os saldos referem-se basicamente a aplicações financeiras em fundo de investimentos, com rentabilidade média de 100,76% do CDI, cuja aplicação somente poderá ser movimentada mediante autorização expressa dos vendedores.

11. INVESTIMENTOS

	Controladora	
	2017	2016
Participações societárias permanentes:		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	–	634.623
Direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios	–	27.773
Ajustes a valor justo do investimento adquirido	–	82.826
Total	–	745.222

A movimentação dos investimentos no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 é como segue:

Movimentação dos investimentos	Nova Energia	Boa Hora	Tietê Integra	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	–	–	–	–
Equivalência patrimonial	8.464	–	290	8.754
Direitos contratuais (nota 13)	–	60.000	–	60.000
Amortização dos direitos contratuais (nota 13)	–	(711)	–	(711)
Direito de exploração e autorização (nota 13)	–	15.000	–	15.000
Amortização do direito de exploração e autorização (nota 13)	–	(112)	–	(112)
Aumento de capital (i), (ii) e (iii)	49.652	64.850	5.000	119.502
Acervo líquido adquirido (nota 4.1)	432.190	–	–	432.190
Intangível gerado na combinação de negócios (nota 4.1 e 13)	27.946	–	–	27.946
Amortização do intangível gerado na combinação de negócios (nota 13)	(173)	–	–	(173)
Ativos e passivos avaliados ao seu valor justo em combinação de negócios (nota 4.1)	85.840	–	–	85.840
Amortização da mais valia em combinação de negócios (3.014)	–	–	–	(3.014)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	600.905	139.027	5.290	745.222
(i) Em agosto e dezembro de 2017, foram aprovados aumentos de capital na controlada Nova Energia, no montante total de R\$49.652, sem emissão de novas ações, com a finalidade assunção de dívidas das SPE's do Complexo Alto Sertão II.				
(ii) Em dezembro de 2017, foi integralizado o capital social no montante de R\$64.850 nas controladas Boa Hora 1, Boa Hora 2 e Boa Hora 3, com a finalidade de financiar a construção de subestação de energia.				
(iii) Com o objetivo de prover recursos para viabilizar a venda e implementação dos projetos e serviços em soluções de energia, bem como assegurar o capital de giro necessário para início das atividades da controlada Tietê Integra, a Companhia efetuou aporte de capital no montante de R\$5.000. Em contrapartida, a controlada Tietê Integra emitiu 5.000.000 de novas quotas, com preço de emissão de R\$1,00 cada, subscritas e integralizadas pela Companhia.				

(b) Movimentação do ativo imobilizado

A movimentação do ativo imobilizado nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 é como segue:

	Controladora										
	Terrenos (i)	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Equipamentos de informática, móveis e utensílios e outros	Em curso	Obrigações especiais e imóveis destinados a uso futuro	Subtotal	Depreciação	Total líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2015	407.783	2.881.635	651.069	1.788.812	8.456	6.701	161.789	(2.682)	5.903.563	(2.758.205)	3.145.358
Adições	–	–	–	–	–	129	100.377	–	100.506	(167.216)	(66.710)
Baixas	–	(703)	–	(2.243)	–	(38)	–	–	(2.984)	2.317	(667)
Transferências	–	9.229	640	121.638	46	–	(120.227)	–	11.326	–	11.326
Saldo em 31 de dezembro de 2016	407.783	2.890.161	651.709	1.908.207	8.502	6.792	141.939	(2.682)	6.012.411	(2.923.104)	3.089.307
Adições	–	–	–	–	–	–	103.118	–	103.118	(165.320)	(62.202)
Baixas	–	(1.303)	(30)	(890)	–	(771)	–	–	(2.994)	2.714	(280)
Transferências	2.396	19.654	17.440	116.229	–	2.064	(157.783)	–	–	–	–
Outras mutações - Reclassificações entre contas (nota 13)	1.602	(2.031)	(31)	1.686	–	–	–	–	1.226	–	1.226
Saldo em 31 de dezembro de 2017	411.781	2.906.481	669.088	2.025.232	8.502	8.085	87.274	(2.682)	6.113.761	(3.085.710)	3.028.051

	Consolidado										
	Terrenos (i)	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Equipamentos de informática, móveis e utensílios e outros	Em curso	Obrigações especiais e imóveis destinados a uso futuro	Subtotal	Depreciação	Total líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2015	407.783	2.881.635	651.069	1.788.812	8.456	6.701	161.789	(2.682)	5.903.563	(2.758.205)	3.145.358
Adições	–	–	–	–	–	129	100.377	–	100.506	(167.216)	(66.710)
Baixas	–	(703)	–	(2.243)	–	(38)	–	–	(2.984)	2.317	(667)
Transferências	–	9.229	640	121.638	46	–	(120.227)	–	11.326	–	11.326
Saldo em 31 de dezembro de 2016	407.783	2.890.161	651.709	1.908.207	8.502	6.792	141.939	(2.682)	6.012.411	(2.923.104)	3.089.307
Adições	–	–	–	–	–	–	104.085	–	104.564	(201.277)	(96.713)
Baixas	–	(1.303)	(30)	(890)	–	(771)	–	–	(3.389)	2.715	(674)
Transferências	2.396	19.654	17.440	116.229	–	2.064	(157.783)	–	–	–	–
Outras mutações - Reclassificações entre contas	1.602	(2.031)	(31)	1.686	–	–	–	–	1.226	–	1.226
Ajuste a valor justo em combinação de negócios (nota 4.1)	–	–	–	136.767	–	–	(8.568)	–	–	–	–
Efeito da aquisição (nota 4.1)	2.503	–	–	1.516.452	–	18	33.303	–	1.600.797	–	1.600.797
Saldo em 31 de dezembro de 2017	414.284	2.906.481	717.608	3.678.930	8.502	8.103	112.582	(2.682)	7.843.808	(3.121.666)	4.722.142

(i) Saldo líquido da provisão para redução ao provável valor de realização do ativo.

(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. Em 31 de dezembro de 2017 os ativos da Companhia que possuem essas características, são:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Concessão	2.982.746	3.043.171	2.982.746	3.043.171
Autorizações	47.238	48.218	1.741.329	48.218
Imóveis destinados a uso futuro	2.099	2.099	2.099	2.099
Total	3.032.083	3.093.488	4.726.174	3.093.488

(d) Obrigações especiais (valor originário da cisão da CESP)

Referem-se às contribuições recebidas do consumidor para possibilitar a execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, e sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do Poder Concedente.

(e) 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.

(f) Autorizações

Em relação aos bens e instalações vinculados à produção de energia elétrica das PCHs, a Companhia entende que no final do prazo destas autorizações, não havendo prorrogação, as mesmas 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.

13. INTANGÍVEL

A composição da conta intangível é a seguinte:

	Controladora				
	2017	2016	2017	2016	
Usos do bem público	3,7%	73.174	(40.891)	32.283	34.973
Software e outros intangíveis	20,0%	39.278	(29.285)	9.993	20.878
Total		112.452	(70.176)	42.276	55.851

	Consolidado				
	2017	2016	2017	2016	
Usos do bem público	3,7%	73.174	(40.891)	32.283	34.973
Intangível gerado na combinação de negócios (i) (Nota 11)	3,5%	27.946	(173)	27.773	–
Direitos contratuais (ii) (Nota 11)	5,0%	60.000	(711)	59.289	–
Direito de exploração de autorização (ii) (Nota 11)	3,0%	15.000	(112)	14.888	–
Software e outros intangíveis	20,0%	39.278	(29.285)	9.993	20.878
Total		215.398	(71.172)	144.226	55.851

(i) Corresponde ao direito de exploração de autorização decorrente de combinação de negócios do Complexo Edício Alto Sertão II, que será amortizado com base no prazo remanescente de autorização. A alocação deste intangível é preliminar e encontra-se em revisão para a determinação do valor justo dos ativos identificáveis adquiridos e passivos assumidos. A Companhia espera concluir estes estudos nos próximos meses. (vide nota explicativa nº 4).

(ii) Referem-se à aquisição do direito dos contratos de Leilão de Energia de Reserva (LER), no montante de R\$60.000, ao direito de autorização de geração, no montante de R\$15.000, totalizando um montante de R\$75.000 (vide nota explicativa nº 4.2), amortizados com base no prazo dos contratos de leilão de energia e no prazo remanescente de autorização.

Estes valores foram definidos com base em modelos de "valuation" considerando as informações e condições constates nos contratos de leilão e nos contratos de autorização de geração de energia.

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 a concessão. A amortização deste ativo é feita pelo método linear durante o prazo de vigência do contrato de concessão.

A movimentação do intangível nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 é como segue:

	Controladora			
	Usos do Bem Público	Outros ativos intangíveis	Em curso	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2015	37.663	15.806	21.796	75.265
Adição	–	619	–	619
Amortização	(2.690)	–	(6.017)	(8.707)
Transferências	–	(15.893)	4.567	(11.326)
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 - Reclassificações entre contas (nota 12)	–	–	(1.226)	(1.226)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	32.283	927	9.066	42.276

As principais informações sobre as controladas estão apresentadas abaixo:

	AES Tietê Integra	Nova Energia	Boa Hora (i)
Quantidade de quotas do capital social	5.000.100	–	–
Quantidade de ações do capital social	–	596.756.905	6.790.427.691
Percentual de participação	100%	100%	100%
Valor do capital social	5.000	593.684	67.904
Valor do patrimônio líquido	5.290	490.306	64.850
Lucro líquido do exercício	290	8.464	–

(i) Referem-se às controladas diretas Boa Hora 1, Boa Hora 2 e Boa Hora 3.

12. IMOBILIZADO

a) A composição do ativo imobilizado é a seguinte:

	Controladora				
	2017		2016		
	Taxas médias anuais de depreciação (%) (ii)	Custo	Depreciação acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Terrenos	–	411.781	–	411.781	407.783
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	2.906.481	(1.847.084)	1.059.397	1.126.468
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,3%	669.088	(466.839)	202.249	197.953
Máquinas e equipamentos	3,5%	2.025.232	(760.880)	1.264.352	1.212.671
Veículos	13,7%	8.502	(6.429)	2.073	3.073
Móveis e utensílios e outros	6,6%	6.517	(3.659)	2.858	1.502
Imobilizado em serviço		6.027.601	(3.084.891)	2.942.710	2.949.450
Imóveis destinados a uso futuro	–	2.099	–	2.099	2.099
Imobilizado em curso (i)	–	87.274	–	87.274	141.939
Bens vinculados à concessão e autorizações		6.116.974	(3.084.891)	3.032.083	3.093.488
Obrigações especiais (4.781)	–	–	–	(4.781)	(4.781)
Equipamentos de informática (Arrendamento financeiro)	25,0%	1.568	(819)	749	600
Total Imobilizado		6.113.761	(3.085.710)	3.028.051	3.089.307

	Consolidado				
	2017		2016		
	Taxas médias anuais de depreciação (%) (ii)	Custo	Depreciação acumulada	Saldo líquido	Saldo líquido
Terrenos	–	414.284	–	414.284	407.783
Reservatórios, barragens e adutoras	3,2%	2.906.481	(1.847.084)	1.059.397	1.126.468
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,3%	717.608	(467.707)	249.901	197.953
Máquinas e equipamentos	4,1%	3.678.930	(795.968)	2.882.962	1.212.671
Veículos	13,7%	8.502	(6.429)	2.073	3.073
Móveis e utensílios e outros	6,6%	6.535	(3.659)	2.876	1.502
Imobilizado em serviço		7.732.340	(3.120.847)	4.611.493	2.949.450
Imóveis destinados a uso futuro	–	2.099	–	2.099	2.099
Imobilizado em curso (i)	–	112.582			

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

		Controladora									Total circulante + não circulante
		Circulante						Não Circulante			
Instituições Financeiras/Credores	Vencimento	Taxa Efetiva (i)	Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total		
2017											
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	
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%	44.468	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	
Consolidado											
2017											
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	
Debêntures - 1ª Emissão (1ª série) - Tietê Eólica	2025	IPCA + 7,61% a.a.	234	1.201	-	1.435	86.246	-	86.246	87.681	
Debêntures - 1ª Emissão (2ª Série) - Tietê Eólica	2025	IPCA + 7,87% a.a.	219	2.310	-	2.529	80.367	-	80.367	82.896	
Subtotal			17.307	3.511	(6.005)	14.813	1.689.080	(19.439)	1.669.641	1.684.454	
Empréstimos e financiamentos											
Nota promissória - 3ª Emissão	2018	CDI + 1,54%	44.468	900.000	(797)	943.671	-	-	-	943.671	
Repasse BNDES - Tietê Eólica	2031	TJLP + 2,88% a.a.	2.520	38.050	-	40.570	652.477	-	652.477	693.047	
Repasse BNDES (Banco do Brasil) - Tietê Eólica	2031	TJLP + 2,60% a.a.	925	13.688	-	14.613	248.093	-	248.093	262.706	
BNDES (Subcrédito Social) - Tietê Eólica	2031	TJLP	24	235	-	259	4.628	-	4.628	4.587	
Arrendamento financeiro		8,49% a 15,64%	-	450	-	450	406	-	406	856	
Subtotal			47.937	952.423	(797)	999.563	905.604	-	905.604	1.905.167	
Total da dívida			65.244	955.934	(6.802)	1.014.376	2.594.684	(19.439)	2.575.245	3.589.621	
2016											
Debêntures											
Debêntures - 2ª Emissão	2019	CDI + 1,50%	8.701	165.983	(2.425)	172.259	332.017	(2.003)	330.014	502.273	
Debêntures - 3ª Emissão	2020	114,61% do CDI	11.951	-	(1.596)	10.355	300.000	(2.237)	297.763	300.718	
Debêntures - 4ª Emissão (2ª Série)	2018	CDI + 2,35%	971	74.371	(985)	74.371	74.371	(514)	73.857	148.214	
Debêntures - 4ª Emissão (3ª Série)	2020	IPCA + 10,09%	1.143	-	(2.376)	(1.233)	322.987	(8.580)	314.407	313.174	
Debêntures - 5ª Emissão	2023	IPCA + 7,28%	544	-	(821)	(277)	180.177	(5.757)	174.420	174.143	
Subtotal			23.310	240.354	(8.203)	255.461	1.209.552	(19.091)	1.190.461	1.445.922	
Empréstimos e financiamentos											
Arrendamento financeiro		8,49% a 15,64%	-	315	-	315	333	-	333	648	
Subtotal			-	315	-	315	333	-	333	648	
Total da dívida			23.310	240.669	(8.203)	255.776	1.209.885	(19.091)	1.190.794	1.446.570	

(i) A taxa efetiva de juros difere da taxa contratual, pois são considerados os custos de transação incorridos na emissão da dívida. Os custos de transação incorridos na captação de recursos junto a terceiros são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida que os originaram, por meio do método do custo amortizado. A utilização do método do custo amortizado resulta no cálculo e apropriação de encargos financeiros com base na taxa efetiva de juros em vez da taxa de juros contratual do instrumento. Os recursos obtidos por meio da 6ª emissão de debêntures foram destinados integralmente ao resgate antecipado facultativo total da 2ª e 3ª emissão de Debêntures e da 2ª série da 4ª Emissão de Debêntures, com o consequente pagamento de prêmio de resgate antecipado no montante de R\$7.639 (vide nota explicativa nº 29). O resgate antecipado facultativo total dessas dívidas foram necessários para realocação dos *covenants* financeiros das dívidas vigentes e, desta forma, estar em linha com a estratégia de crescimento da Companhia.

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

	Controladora			Consolidado		
	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Total	Debêntures	Empréstimos e financiamentos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.390.853	805	1.391.658	1.390.853	805	1.391.658
Ingressos	180.000	129	180.129	180.000	129	180.129
Encargos financeiros	187.047	78	187.125	187.047	78	187.125
Variação monetária	19.959	-	19.959	19.959	-	19.959
Pagamento de principal (143.500)	-	-	(143.500)	(143.500)	-	(143.500)
Pagamento de encargos financeiros (187.568)	(364)	-	(187.932)	(187.568)	(364)	(187.932)
Diferimento custos de transação (10.449)	-	-	(10.449)	(10.449)	-	(10.449)
Amortização custos de transação	9.580	-	9.580	9.580	-	9.580
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.445.922	648	1.446.570	1.445.922	648	1.446.570
Efeito da aquisição	-	-	-	173.651	-	173.651
Ingressos	1.000.000	900.531	1.900.531	1.000.000	900.531	1.900.531
Encargos financeiros	138.521	44.591	183.112	144.893	44.591	189.484
Variação monetária	19.303	-	19.303	20.706	-	20.706
Pagamento de principal (946.742)	(446)	(446)	(947.188)	(950.292)	(446)	(950.738)
Pagamento de encargos financeiros (144.976)	-	-	(144.976)	(151.641)	-	(151.641)
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	2.628.981

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 29) (ii)	(9.694)	-	(9.694)	(9.694)	-	(9.694)
- Itens que não afetam o fluxo de caixa						
Efeito da aquisição	-	-	-	1.130.579	-	1.130.579
Encargos de dívida (nota 29)	198.089	-	198.089	238.281	-	238.281
Variação monetária	19.303	-	19.303	27.817	-	27.817
Prêmio de resgate antecipado (nota 29 e 16.1)	7.639	-	7.639	7.639	-	7.639
Arrendamento financeiro	531	-	531	531	-	531
Destinação de dividendos	-	317.300	317.300	-	317.300	317.300
Prejuízo de dividendos	-	(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

(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.

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

Companhia	Valor Ingresso	Data Emissão	Descrição	Taxa Contratual	Pagamento de Juros	Amortização do Principal	Montante	Vencimento	Finalidade
Controladora	303.205	15 de dezembro de 2015	4ª Emissão (3ª série)	IPCA + 8,43%	Semestrais	Única	332.184 ⁽ⁱ⁾ 92.654 ⁽ⁱⁱ⁾	Dezembro de 2020 Dezembro de 2022	Modernizar e/ou recapitar os equipamentos das usinas.
Controladora	180.000	15 de dezembro de 2016	5ª Emissão Debêntures	IPCA + 6,54%	Anual	Única	92.654 ⁽ⁱⁱ⁾	Dezembro de 2023	Modernizar e/ou recapitar os equipamentos das usinas.
Controladora	1.000.000	15 de abril de 2017	6ª Emissão (1ª série)	CDI + 0,90%	Semestrais	Anual	341.190 341.190	Abril de 2021 Abril de 2022	Pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures
Controladora	900.000	26 de junho de 2017	6ª Emissão (2ª série)	IPCA + 6,78%	Semestrais	Anual	161.298 ⁽ⁱⁱ⁾ 161.298 ⁽ⁱⁱ⁾	Abril de 2024	Reforço de capital de giro e aquisição do Projeto Alto Sertão II
Controladora indireta ⁽ⁱ⁾ AES Tietê Eólica	1.044.100	15 de dezembro de 2014	Repasse BNDES (Banco do Brasil) BNDES (Subcrédito Social)	TJLP + 2,60% a.a.	Mensal	Mensal	261.781 4.863	Dezembro de 2031	Financiamento dos parques de Alto Sertão II
Controladora indireta ⁽ⁱ⁾ AES Tietê Eólica	146.000	15 de dezembro de 2014	Debênture Infraestrutura	IPCA + 7,61% a.a. (1ª série) IPCA + 7,87% a.a. (2ª série)	Semestral	Semestral	87.447 82.677	Dezembro de 2025	Financiamento dos parques de Alto Sertão II

(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 e as debêntures de infraestrutura possuem garantias de fiança, nos montantes de R\$284.020 e R\$146.000, respectivamente. Além disso, possuem penhor de máquinas e equipamentos do Complexo Alto Sertão II.

Arrendamentos financeiros - Referem-se a arrendamentos de equipamentos de informática e não contém 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.

Em 12 de setembro de 2017 foi celebrado o terceiro aditamento da escritura da 3ª série da 4ª emissão de debêntures. A Escritura de Emissão foi alterada para prever que somente será considerado um Evento de Inadimplemento caso os índices financeiros em questão não sejam observados pela Companhia por 2 trimestres consecutivos. Além disso, foi realizada também a alteração dos parâmetros dos índices e limites financeiros, de forma que passem a valer como se segue:

(a) o índice obtido pela divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a: (i) 3,5 vezes; ou (ii) 3,85 vezes caso, a partir de 3 de março de 2017, ocorra uma Aquisição de Ativos⁽ⁱ⁾, durante o período de 36 meses contados da data da efetiva conclusão da respectiva Aquisição de Ativos (inclusive) ou até a data de vencimento da 4ª Emissão, o que ocorrer primeiro. Cabe ressaltar que o período de 36 meses será sempre contado da data da efetiva conclusão da última Aquisição de Ativos realizada.

(b) O índice obtido pela divisão do EBITDA Ajustado pelas Despesas Financeiras (conforme definido na Escritura de Emissão) não poderá ser inferior a 1,5 vezes. Adicionalmente, houve o pagamento de R\$2.517 para a obtenção do 3º aditamento, somado aos custos de assessoria, no montante de R\$1.411, totalizando um montante de R\$3.928. Em consonância com o CPC 38, a Companhia avaliou que o valor pago está diretamente vinculado a estruturação do aditamento e, dessa forma, o custo referente à obtenção do aditamento foi diferido e amortizado pelo prazo de realização desta emissão. Como consequência, a taxa efetiva de juros sofreu uma alteração de 9,91% para 10,09%, somado ao IPCA.

Financiamento BNDES (Direto e Repasse Banco do Brasil)

A controladora Tietê Eólica (nova denominação da Renova Eólica), com a interveniência de suas controladas, da sua controladora direta Nova Energia e sua controladora indireta anterior, a Renova Energia, obteve financiamento no valor total de R\$1.044.100 (contrato direto assinado em 4 de junho de 2014, no valor de R\$734.020 e o contrato de repasse assinado com o Banco do Brasil, no valor de R\$310.080).

O financiamento foi dividido em 16 Subcréditos, de "A" a "P", sendo que a amortização dos mesmos a partir de setembro de 2017 tem as seguintes características: (i) os subcréditos A, C, D, E, F, G, I, J, M e P com 192 prestações mensais e sucessivas, apuradas de acordo com fórmula constante no contrato do financiamento, vencendo-se a primeira prestação em 15 de setembro de 2017 e a última em 15 de dezembro de 2031; e (ii) os subcréditos B, H, K, L, N e O tem 192 prestações mensais e sucessivas, cada uma delas no valor do principal vincendo da dívida, dividido pelo número de prestações de amortização ainda não vencidas, vencendo-se a primeira prestação em 15 de setembro de 2017 e a última em 15 de dezembro de 2030.

São garantias de todos os contratos do BNDES, bem como do Repasse do Banco do Brasil, 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.
Debêntures de infraestrutura
Em 15 de novembro de 2014, ocorreu a 1ª emissão de debêntures simples da controlada indireta Tietê Eólica, não conversíveis em ações, com garantia real e com garantia adicional fiduciária, em duas séries ("Debêntures"), para distribuição pública, com esforços restritos de colocação, da Companhia, no valor total de R\$146.000.

As Debêntures foram emitidas como debêntures de infraestrutura, tendo em vista o enquadramento dos empreitamentos como projetos prioritários, por meio das portarias expedidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Os recursos das Debêntures foram destinados ao LER 2010 e LEN 2011 com o objetivo de complementar o financiamento do BNDES, para aquisição de ativos.

As amortizações das debêntures de primeira e segunda séries seguem o cronograma disposto na Escritura da Emissão, sendo que a amortização das debêntures da primeira série teve início em 15 de junho de 2015 com parcelas semestrais e consecutivas até 15 de dezembro de 2025 e a amortização das debêntures da segunda série tiveram início em 15 de dezembro de 2016 com parcelas semestrais e consecutivas até 15 de dezembro de 2025. O pagamento dos juros ocorre em parcelas semestrais, nos meses de junho e dezembro de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

18. 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. A 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 partilhado entre a Companhia e os empregados. As taxas de custeio variam de 1,45% a 7,58%, 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. Em 31 de dezembro de 2017, a FUNCESP indicou um déficit no plano BD de R\$2.763 (R\$8.045 em 31 de dezembro de 2016). Não foi proposto plano para equacionamento, pois este resultado está abaixo do limite estabelecido pela Resolução CGPC nº 26/2008 (com a redação da Resolução CNPC nº 22/2015), que para o exercício de 2017 é de R\$ 15.769. 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 Saldo (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 2017, esse plano apresentou superávit técnico pela FUNCESP de R\$ 22.157 (R\$ 9.631 em 31 de dezembro de 2016). Ao final do exercício de 2017, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial dos planos adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

	Consolidado	
	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais	372.169	358.068
Valor justo dos ativos do plano	(368.215)	(350.087)
Total do passivo registrado	3.954	7.981

	Consolidado	
	2017	2016
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	358.068	278.262
Custo dos serviços correntes	2.763	1.070
Custo dos juros	36.677	32.438
Contribuições dos empregados	1.565	2.259
Benefícios pagos	(21.786)	(20.232)
Perda (Ganho) atuarial	(5.138)	64.271
Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício	372.169	358.068

	Consolidado	
	2017	2016
Valor dos ativos do plano no início do exercício	350.087	311.573
Contribuição do empregador	1.361	1.397
Ganho atuarial nos ativos do plano	1.013	18.397
Contribuições dos empregados	1.565	2.259
Rendimento esperado dos ativos do plano	35.975	36.693
Benefícios pagos	(21.786)	(20.232)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	368.215	350.087

	Consolidado	
	2017	2016
Custo dos serviços correntes	2.783	1.070
Custo dos juros	36.677	32.438
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano	(35.975)	(36.693)
Juros sobre o limite máximo de reconhecimento de ativo/passivo oneroso	-	3.999
Total das despesas benefício definido	3.485	814
Contribuição definida	1.086	528
Total da despesa no exercício	4.571	1.342

	Consolidado	
	2017	2016
Saldo no início do exercício	7.981	(207)
Despesa do exercício conforme laudo atuarial	3.485	814
Pagamentos de contribuições	(1.361)	(1.397)
Ajuste de avaliação atuarial (remensurações)	(6.151)	8.771
Saldo no final do exercício	3.954	7.981

	Consolidado	
	2017	2016
Saldo no início do exercício	4.984	3.788
Perda atuarial gerado pela taxa de desconto	(16.620)	(54.646)
Ganho (perda) atuarial gerada pela experiência demográfica	21.757	(9.626)
Ganho (perda) atuarial gerada pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	1.013	18.397
Ajuste do limite do reconhecimento do ativo	-	37.103
Saldo no final do exercício	1.166	(4.984)

	Distribuição dos investimentos		Limite de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
	2017	2016	
Renda fixa	78,07%	83,52%	até 100%
Renda variável	14,35%	10,19%	até 70%
Empréstimos a participantes	1,39%	1,52%	até 15%
Investimentos estruturados	3,41%	1,57%	até 20%
Investimento no exterior	1,08%	1,52%	até 10%
Imóveis	1,70%	1,68%	até 8%
Total	100,00%	100,00%	

	2018		2017		2016	
	a) Premissas econômicas:					
a1) Determinação do passivo atuarial:						
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	N/A	10,14%	10,56%			
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	10,14%	10,56%	12,08% a.a.			
Índice estimado de aumento nominal dos salários	7,11%	7,11%	6,50% a.a.			
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	4,50%	4,50% a.a.			
Taxa nominal de reajuste de benefícios	4,50%	4,50%	4,50% a.a.			
b) Premissas demográficas:						
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	N/A	AT2000	AT-2000			
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)	N/A	AT2000	AT-2000			
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			

	2018		2017		2016	
	Custo dos serviços correntes					
Custo dos juros						
Rendimento esperado dos ativos do plano						
Total da despesa projetada para o exercício						

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	1.985	11.519	372.169	372.169	361.632	383.234		
Total da obrigação de benefício definido	374.154	383.688	372.169	372.169	361.632	383.234		

	2017	
	1 ano	21.461
Entre 2 e 5 anos	108.005	
Após 5 anos	176.105	
Total de pagamentos esperados do plano	303.571	

	Consolidado	
	Ativo	Passivo
CIRCULANTE		
CCEE	159	2.057
Distribuidoras	-	24.414
Subtotal	159	26.471
NÃO CIRCULANTE		
CCEE	1.253	4.239
Distribuidoras	-	8.848
Renova Comercializadora - MCS D	-	9.126
Subtotal	1.253	22.213
Total	1.412	48.684

	Consolidado	
	Saldo inicial 31.12.2016	Saldo final 31.12.2017
CCEE	-	5.049
Total ativo	-	5.049
CCEE	-	18.877
Distribuidoras	-	34.147
Renova Comercializadora - MCS D	-	-
Total passivo	-	53.024

	Consolidado	
	Saldo inicial 31.12.2016	Saldo final 31.12.2017
CCEE	-	5.049
Total ativo	-	5.049
CCEE	-	18.877
Distribuidoras	-	34.147
Renova Comercializadora - MCS D	-	-
Total passivo	-	53.024

Abertura do ressarcimento por ciclo:

	Consolidado			
	Ativo		Passivo	
	MWh	R\$	MWh	R\$
CIRCULANTE				
CCEE - LER 2010 - Ciclo 09.2016 a 08.2017 (anual)	-	-	61	13
CCEE - LER 2010 - Ciclo 09.2013 a 08.2017 (quadrinial)	843	159	10.806	2.044
Distribuidoras - LER 2011 - Ciclo 01.2016 a 12.2019 (quadrinial)	-	-	-	-
Subtotal	843	159	10.867	2.057
NÃO CIRCULANTE				
CCEE - LER 2010 - Ciclo atual (quadrinial)	6.623	1.253	22.410	4.239
Distribuidoras - LER 2011 - Ciclo 01.2016 a 12.2019 (quadrinial)	-	-	201.453	33.262
Renova Comercializadora	-	-	35.870	9.126
Subtotal	6.623	1.253	259.733	46.627
Total	7.466	1.412	270.600	48.684

20. PROVISÕES PARA PROCESSOS JUDICIAIS E OUTROS

Processos com probabilidade de perda classificada como provável

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	Provisão para processos judiciais e outros	Cauções e depósitos vinculados	Provisão para processos judiciais e outros	Cauções e depósitos vinculados
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Trabalhista (a)	4.820	3.774	3.021	3.109	4.820	3.774	3.021	3.109
Meio ambiente (b)	2.051	2.017	-	-	2.051	2.017	-	-
Regulatório (c)								
Perda no repasse da energia de Itaipu (c.1)	26.541	25.898	-	-	26.541	25.898	-	-
Despacho 288 (c.2)	33.221	33.515	-	-	33.221	33.515	-	-
Fiscal (d)								
Compensações IRPJ e CSLL (d.1)	5.739	5.531	-	-	5.739	5.531	-	-
PIS/Cofins sobre receitas financeiras (d.2)	3.948	3	3.637	3	3.948	3	3.637	3
Cível (e)								
Arbitragens (e)	-	-	-	-	58.000	-	-	-
Outros processos cíveis	3.125	2.852	-	-	3.125	2.852	-	-
Total	79.445	73.590	6.658	3.112	137.445	73.590	6.658	3.112
Circulante	3.067	1.571	-	-	3.067	1.571	-	-
Não Circulante	76.378	72.019	-	-	134.378	72.019	-	-
Total	79.445	73.590	6.658	3.112	137.445	73.590	6.658	3.112

O total de cauções e depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2017 no montante de R\$7.218 (R\$4.465 em 31 de dezembro de 2016), de acordo com a classificação de probabilidade de perda do processo ao qual está vinculado, está demonstrado a seguir:

	Controladora e Consolidado							
	2017			2016				
	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total	Processos prováveis	Processos possíveis	Processos remotos	Total
Trabalhista	3.021	71	489	3.581	3.109	-	1.279	4.388
Fiscal	3.637	-	-	3.637	3	-	-	3
Cível	-	-	-	-	-	74	-	74
Total	6.658	71	489	7.218	3.112	74	1.279	4.465

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 2015	6.867	829	65.660	5.262	2.457	81.075
Provisão	3.009	87	-	-	28.000	31.096
Atualização monetária	315	1.115	2.233	272	395	4.330
Atualização cambial	-	-	(8.480)	-	-	(8.480)
Reversão de provisões	(1.475)	(6)	-	-	-	(1.481)
Pagamentos	(4.942)	(8)	-	-	(28.000)	(32.950)
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 provisões	(41)	(19)	-	-	-	(60)
Pagamentos	(890)	-	-	-	-	(890)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.820	2.051	59.762	9.687	3.125	79.445

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 167 processos (161 em 31 de dezembro de 2016) 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 (37 em 31 de dezembro de 2016). O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia de R\$4.820, em 31 de dezembro de 2017 (R\$3.774 em 31 de dezembro de 2016).

Dos processos provisionados, destaca-se 1 (uma) Ação Civil Pública ("ACP") que visa a observância da jornada de trabalho legal, descanso semanal remunerado, fornecimento de EPIs e pagamento de danos morais aos colaboradores da Companhia. Em 11 de abril de 2012, a Companhia foi condenada ao pagamento de indenização por danos morais arbitrados em R\$200. Em sede de recurso, este valor foi majorado para R\$500. Em janeiro de 2015, foi publicado acórdão de recurso de revista, ao qual foi negado seguimento. Em 31 de dezembro de 2017, a ação está em fase recursal, sob análise de viabilidade e tem valor provisionado atualizado de R\$907 (R\$876 em 31 de dezembro de 2016).

(b) **Meio ambiente:** Existem 336 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 307 demandas, já que as demais 29 ações tiveram julgamentos favoráveis à Companhia e possuem recursos pendentes. O valor provisionado relativo a essas demandas perfaz a quantia estimada de R\$2.051 (R\$2.017 em 31 de dezembro de 2016).

(c

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS
31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(b) Cível:
(b.1) Obrigação de expansão: Vide nota explicativa nº 1.1.
(b.2) Em 13 de março de 2013, a Dois Irmãos Comércio e Reflorestamento Limitada ("Dicrel") moveu ação judicial contra a Companhia postulando valores supostamente devidos pela Companhia em razão da rescisão de contratos de reflorestamento celebrados entre as partes. O processo encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão de perícia. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor estimado de aproximadamente R\$7.139, atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$6.481 em 31 de dezembro de 2016).
(b.3) A Companhia reconheceu, na data da aquisição da Nova Energia, passivo contingente avaliado ao seu valor justo na combinação de negócios, conforme mencionado no item (e) da nota explicativa nº 20.1. De um total de R\$144.989 referente às referidas arbitragens, R\$86.989 foi avaliada como perda possível.

(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 20.1 sendo estimado como perda possível R\$120.956 de um total de R\$126.695 (R\$134.853 de um total de R\$140.384 em 31 de dezembro de 2016). A Companhia reavaliou a forma de atualização de uma das compensações administrativas e procedeu um ajuste no valor estimado no montante de R\$17.800. Em 19 de abril de 2017, a Companhia foi intimada de decisão de segunda 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\$43.500. Em 27 de abril de 2017, a Companhia interps recurso especial que será apreciado pela Câmara Superior do CARF. Apesar da decisão desfavorável, o prognóstico de perda permanece classificado como possível. No tocante as demais três compensações, aguarda-se decisão dos recursos administrativos apresentados pela Companhia perante o Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF (segunda instância administrativa).
A administração da Companhia, com base na opinião dos assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos durante o ano de 2019. Para a compensação em que a Companhia apresentou recurso especial em abril de 2017, os assessores jurídicos estimam a conclusão durante o ano de 2018.

(c.2) Auto de infração - ágio: Refere-se ao Auto de Infração emitido pela Receita Federal do Brasil - RFB, visando a cobrança de valores relativos à IRPJ e CSLL, no montante de R\$124.605 atualizado até 31 de dezembro de 2017 (R\$102.784 até 31 de dezembro de 2016). Em razão 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. Com isso, a Companhia irá ingressar com ação judicial para discutir a matéria. 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 emitido 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 2017 é de R\$9.946 (R\$7.377 em 31 de dezembro de 2016).

(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 primeira instância, favorável aos interesses da Companhia. Em decorrência, a União Federal interps o recurso de apelação. Em setembro de 2008, foi proferida decisão de segunda instância que negou provimento ao recurso da União Federal, mantendo a decisão favorável à Companhia. Em face desta decisão, a União Federal interps 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 interps Recurso Especial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do referido recurso. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 é de R\$9.188 (R\$8.808 em 31 de dezembro de 2016).

(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 distribuidores, 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 interps 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. 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 2017 (R\$102.661 até 31 de dezembro de 2016).

(e) Partilha de Seguro - Multa de Mora: Em maio de 2017, 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 primeira instância, favorável aos interesses da Companhia. Em decorrência, a União Federal interps o recurso de apelação. Em setembro de 2008, foi proferida decisão de segunda instância que negou provimento ao recurso da União Federal, mantendo a decisão favorável à Companhia. Em face desta decisão, a União Federal interps 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 interps Recurso Especial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do referido recurso. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 é de R\$9.188 (R\$8.808 em 31 de dezembro de 2016).

(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 distribuidores, 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 interps 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. 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 2017 (R\$102.661 até 31 de dezembro de 2016).

(e) Partilha de Seguro - Multa de Mora: Em maio de 2017, 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 primeira instância, favorável aos interesses da Companhia. Em decorrência, a União Federal interps o recurso de apelação. Em setembro de 2008, foi proferida decisão de segunda instância que negou provimento ao recurso da União Federal, mantendo a decisão favorável à Companhia. Em face desta decisão, a União Federal interps 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 interps Recurso Especial. Atualmente, aguarda-se o julgamento do referido recurso. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2017 é de R\$9.188 (R\$8.808 em 31 de dezembro de 2016).

(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 1º 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 serão realizados na medida em que a mais valia dos bens vinculados a ela seja depreciada/amortizada ou alienada.
Em 31 de dezembro de 2017 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) Outros resultados abrangentes relacionados ao ganho atuarial do plano de pensão apresentam R\$770 (perda de R\$3.289 em 31 de dezembro de 2016), líquido de imposto de renda e contribuição social.
(d.1) 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 32.1.3.
(d.2) 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 Assembleia Geral Ordinária (AGO) a ser realizada em 24 de abril de 2018. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da reserva de investimentos é de R\$8.463 (vide nota explicativa nº 24).

24. DESTINAÇÃO DO RESULTADO

O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado. 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.

	2017	2016
--	------	------

	2017	2016
Lucro líquido do exercício	298.277	358.533
Realização de ajustes de avaliação patrimonial	56.975	61.890
Ajuste por conta de dividendos e juros sobre capital próprio prescritos	601	615
Constituição de reserva legal (nota 23.1 (e))	(9.904)	(21.021)
Base para pagamento de dividendos	345.949	400.017
Destinação:		
Dividendos intermediários distribuídos (nota 24.2)	240.140	305.506
Juros sobre o capital próprio (nota 24.3)	49.668	59.983
Dividendos complementares, excedentes ao mínimo obrigatório (nota 24.4)	47.678	34.528
Reserva de investimentos (nota 24.5)	8.463	-
Total destinado	345.949	400.017

24.1 Dividendos e juros sobre o capital próprio do exercício de 2016 pagos em 2017
Em dezembro de 2016, 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\$34.528, correspondente a R\$0,01754997248 por ação ordinária e preferencial e R\$0,0877498624 por unit. Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 20 de abril de 2017, foi aprovada sua distribuição, sendo o pagamento realizado em 25 de maio de 2017. Adicionalmente, foi aprovada a data do pagamento dos juros sobre o capital próprio relativos ao exercício de 2016, no valor de R\$59.983 correspondente a R\$0,0044851034 por ação ordinária e preferencial e R\$0,15244255170 por unit.

24.2 Dividendos do exercício de 2017 pagos durante o exercício
No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foram aprovados pagamentos de dividendos intermediários de acordo com a previsão de seu Estatuto Social e artigo 204 da Lei 6.404/76, conforme segue:

- Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 05 de maio de 2017, foi aprovada a distribuição de dividendos intermediários, no montante de R\$133.320 correspondente a R\$0,06776505911 por ação ordinária e preferencial e R\$0,33882529555 por unit referente ao período encerrado em 31 de março de 2017. O pagamento foi realizado em 25 de maio de 2017.
- Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 07 de agosto de 2017, foi aprovada a distribuição de dividendos intercalares, no montante de R\$102.401 correspondente a R\$0,05205339381 por ação ordinária e preferencial e R\$0,26026696905 por unit. O pagamento foi realizado em 25 de setembro de 2017.
- Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 01 de novembro de 2017, foi aprovada a distribuição de dividendos intercalares, no montante de R\$4.419 correspondente a R\$0,00224631533 por ação ordinária e preferencial e R\$0,01123157665 por unit. O pagamento foi realizado em 30 de novembro de 2017.

24.3 Juros sobre o capital próprio
Em Reuniões do Conselho de Administração realizadas em 01 de novembro de 2017 e 07 de dezembro de 2017, foram aprovadas as distribuições dos juros sobre o capital próprio, não imputáveis ao dividendo obrigatório referentes ao exercício de 2016, no valor total de R\$49.668 correspondente a R\$0,02524700907 por ação ordinária e preferencial e R\$0,12623504535 por unit. A Companhia realizou os pagamentos nos montantes de R\$37.243 e R\$12.425 em 30 de novembro de 2017 e 10 de janeiro de 2018, respectivamente.

24.4 Dividendos adicionais propostos
A Diretoria encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 19 de fevereiro de 2017, proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2017, no valor de R\$47.678 correspondente a R\$0,02423505849 por ação ordinária e preferencial e R\$0,12117529245 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.

24.5 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 2017 proveniente do investimento da controlada Nova Energia (controladora do Complexo Eólico Alto Sertão II), submetendo para tanto proposta de Orçamento de Capital à aprovação da AGO para a retenção do valor total de R\$8.463.

25. RESULTADO POR AÇÃO

O objetivo do cálculo do resultado por ação é o de permitir comparações de desempenho entre diferentes companhias no mesmo período, bem como para a mesma companhia em períodos diferentes.
Como mencionado na nota explicativa nº 4.1, em decorrência dos acionistas que exerceram seu direito de retirada, em 07 de julho de 2017, a Companhia adquiriu 36 ações ordinárias, 389 ações preferenciais e 30.314 units de emissão da Companhia. Essas ações foram mantidas como ações em tesouraria até 17 de outubro de 2017, quando a Companhia realizou a venda de uma parcela dessas ações em tesouraria. O total da venda destas ações foi de 10.650 ações ordinárias e 42.845 ações preferenciais, nos montantes de R\$31 e R\$124, respectivamente. Assim, a Companhia passou a deter 19.703 ações ordinárias e 78.812 ações preferenciais em tesouraria. A média ponderada foi ajustada prospectivamente com base nesses eventos.
As ações preferenciais e ordinárias da Companhia possuem direitos econômicos equivalentes.

25.1 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 2017 e 2016, excluindo as ações ordinárias e preferenciais mantidas como ações em tesouraria.

	2017	2016
--	------	------

	2017	2016
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	298.277	358.533
Denominador (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	775.162	775.175
Média ponderada do número de ações preferenciais	1.192.160	1.192.210
Remuneração das ações preferenciais - idênticas às ordinárias	1,00	1,00
Média ponderada do número de ações preferenciais ajustadas	1.192.160	1.192.210
Denominador ajustado		
Denominador para lucro básico por ação	1.967.322	1.967.385
Denominador para lucro básico por ação ajustado	1.967.322	1.967.385
Resultado básico por ação (R\$ por ação)		
Resultado básico por ação ordinária	0,15162	0,18224
Resultado básico por ação preferencial	0,15162	0,18224
Resultado básico por Unit	0,75808	0,91119

25.2 Demonstração do cálculo do lucro por ação - diluído
Conforme mencionado na nota explicativa 23.1, a Companhia possui uma reserva especial de ágio no montante de R\$186.570 (R\$186.570 em 31 de dezembro de 2016), 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 45,70% em 31 de dezembro de 2017, considerando os preços das ações nesta mesma data.

	2017	2016
--	------	------

	2017	2016
Numerador:		
Resultado líquido do exercício	298.277	358.533
Denominador incluindo ações a serem subscritas com a totalidade da reserva de ágio (em milhares de ações):		
Média ponderada do número de ações ordinárias	803.655	799.761
Média ponderada do número de ações preferenciais	1.235.981	1.234.239
Resultado diluído por ação (R\$ por ação)		
Resultado diluído por ação ordinária	0,14624	0,17627
Resultado diluído por ação preferencial	0,14624	0,17627
Resultado diluído por Unit	0,73120	0,88135

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

	2017	2016
--	------	------

	2017	2016
Exercício	117.527	180.750
Ordinárias	140.974	217.559
Preferenciais	-	-
Total	298.277	398.309

26. RECITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
	MWh	R\$	MWh	R\$
Contratos bilaterais	10.154.520	1.624.291	10.682.054	1.571.583
Mercado de curto prazo				
MRE	2.331.671	24.047	3.854.256	47.062
SPOT	309.172	77.844	401.962	33.235
Outros	-	5.594	-	6.733
Leilão - Eletropaulo (nota 30.1)	122.648	18.511	425.041	60.356
Leilão - Outras empresas	256.898	38.930	306.229	43.485
LER 2010	-	-	-	-
LEN 2011	-	-	-	-
Renova comercializadora	-	-	-	-
Partes relacionadas (nota 30.1)	-	-	-	-
Outras receitas	-	231	-	146
Receita operacional bruta	13.174.910	1.789.448	15.669.542	1.762.600
PIS e Cofins	-	(162.414)	-	(160.591)
ICMS	-	(33.622)	-	(26.480)
Pesquisa e desenvolvimento	-	(15.139)	-	(15.139)
ISS	-	(3)	-	(240)
Receita operacional líquida	13.174.910	1.578.270	15.669.542	1.561.348

27. CUSTO DA ENERGIA COMPRADA E TRANSMISSÃO

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
	MWh	R\$	MWh	R\$
Contratos bilaterais	2.248.132	(492.125)	762.534	(110.086)
Mercado de curto prazo				
MRE	-	-	195.127	(3.678)
SPOT	45.073	18.274	1.423.906	(210.543)
Outros	-	(5.546)	-	(23.849)
Encargos de transmissão	-	(129.875)	-	(122.456)
Encargos de conexão	-	(3.353)	-	(2.136)
PIS e Cofins	-	(13.370)	-	(13.370)
ICMS	-	(61.586)	-	(34.059)
COFINS crédito	-	-	-	-
Total	2.293.205	(537.669)	2.381.567	(430.233)

28. OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS

	2017	2016	2017	2016
--	------	------	------	------

Ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (nota 1)	(7.738)	-	(7.738)	-
Perdas na baixa de ativo imobilizado e intangível	(4.497)	(668)	(4.497)	(668)
Dotações ao Instituto AES Brasil (nota 30.1)	(1.358)	-	(1.358)	-
Seguros	(8.575)	(8.492)	(9.198)	(8.492)
Arrendamentos e alugueis	(234)	(448)	(1.374)	(448)
Alugueis com partes relacionadas (nota 30.1)	(1.194)	(758)	(1.194)	(758)
Contribuições setoriais	(6.219)	(5.445)	(6.416)	(5.445)
Outras dotações	(2.420)	(3.972)	(2.460)	(3.972)
Outros	(671)	696	(931)	696
Total	(32.906)	(19.087)	(35.166)	(19.087)

21. ENCARGOS SETORIAIS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS 31 de dezembro de 2017 e 2016 (Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

29. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	88.890	78.861	91.000	78.861
Renda de cauções e depósitos judiciais	4.039	4.616	4.039	4.616
PIS e COFINS sobre receita financeira	(4.432)	(4.265)	(4.529)	(4.255)
Fundos				
Outras	925	1.657	925	1.657
Total	89.422	87.469	91.435	87.469
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	(198.089)	(193.146)	(238.281)	(193.146)
Atualização monetária de debêntures, empréstimos e financiamentos	(19.303)	(19.959)	(28.031)	(19.959)
Atualizações monetárias - P&D e Eficiência Energética	(1.796)	(2.341)	(1.796)	(2.341)
Prêmio de resgate antecipado (nota 16.1)	(7.639)	–	(7.639)	–
Juros capitalizados transferidos para o imobilizado/intangível em curso ⁽¹⁾	–	–	–	–
Cartas de fiança e seguros garantia	(1.870)	(2.743)	(10.356)	(2.743)
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(384)	(62)	(452)	(62)
Atualização monetária sobre ônus de acordo bilateral - Eletropaulo (nota 1)	(401)	–	(401)	–
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(1.000)	(4.330)	(1.000)	(4.330)
Atualização monetária de passivo ambiental	(964)	–	(964)	–
Atualização monetária de obrigações por aquisições	(3.125)	–	(3.125)	–
Atualização monetária rebaixamento (nota 14)	(9.471)	(25.115)	(9.471)	(25.115)
Outras	(1.770)	(1.811)	(4.667)	(1.811)
Total	(236.118)	(231.794)	(296.489)	(231.794)
Variáveis cambiais, líquidas				
Ganho (Perda) sobre o repasse de energia - Itaipu (nota 20.1)	(642)	8.480	(642)	8.480
Marcação a mercado da opção	1.896	–	1.896	–
Outras	(36)	45	(36)	45
Total	1.218	8.525	1.218	8.525
Total líquido	(145.478)	(135.800)	(203.836)	(135.800)

⁽¹⁾ Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 12,0% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (16,5% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2016), sobre os ativos qualificáveis.

30. PARTES RELACIONADAS

30.1 Transações com partes relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Ativo				
Contas a receber de partes relacionadas				
AES Tietê Integra (i)			400	–
Eletropaulo - Leilão		4.920	–	4.920
Máquinas e equipamentos			400	–
Boa Hora 3 (i)		4.920	800	4.920
Passivo				
Fornecedores				
Eletropaulo - sublocação (ii)	101	27	101	27
Boa Hora 3 (i)	–	–	400	–
AES Tietê Integra (iii)	20	–	–	–
Outras obrigações				
Ônus de acordo bilateral - AES Eletropaulo (iv)	5.333	–	5.333	–
Obrigações com entidade de previdência privada				
FUNCESP - Obrigações pós-emprego (v) (nota 18)	3.954	7.981	3.954	7.981
Dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar - AES Holdings Brasil	2.565	12.381	2.565	12.381
	11.973	20.389	12.353	20.389

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Resultado				
Receita operacional líquida				
Eletropaulo - Leilão (iv) (nota 26)	18.511	60.356	18.511	60.356
AES Tietê Integra (i)	–	–	400	–
FUNCESP - Obrigações pós-emprego - Plano previdenciário (v) (nota 18)	(3.485)	(814)	(3.485)	(814)
Serviços de terceiros:				
AES Tietê Integra (iii)	(20)	–	–	–
AES Big Sky (vi)	–	(69)	–	(69)
Outras receitas e despesas				
Sublocação - AES Eletropaulo (ii)	(1.194)	(1.091)	(1.194)	(1.091)
Doações ao Instituto AES Brasil (vii)	(1.358)	–	(1.358)	–
Ônus de acordo bilateral - AES Eletropaulo (iv)	(7.738)	–	(7.738)	–
Resultado financeiro				
Variáveis Monetárias - atualização do ônus de acordo bilateral (iv)	(401)	–	(401)	–
Variáveis Monetárias - AES Sul (Ordem 288)	–	(2.189)	–	(2.189)
	4.315	56.193	4.735	56.193

- (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, detalhado na nota explicativa nº 4.2.
- (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.
- (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 audiência da ANEEL. Conforme mencionado na nota explicativa nº 1, foi aprovada a rescisão deste contrato 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 18.
- (vi) Refere-se ao valor da contratação da prestação de serviços de gestão e administração, suporte e hospedagem dos serviços de mensagem eletrônica da Companhia com a empresa AES Big Sky. Este contrato foi rescindido em setembro de 2016.
- (vii) 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.

Contrato de Cooperação Recíproca

A Companhia e a Eletropaulo assinaram em 05 de junho de 2014 um Contrato de Cooperação Recíproca para Implantação do Projeto de Reflorestamento Ciliar, pelo prazo de 4 anos. A Companhia, como condicionante da licença de operação, precisa recompor a cobertura vegetal no entorno dos reservatórios e manter um viveiro de mudas. Assim a Companhia elaborou um Plano de Reflorestamento com previsão de conclusão até o final da concessão (2029) e conta com a formação de parcerias para seu cumprimento.

Já a Eletropaulo, em decorrência de manutenções e obras nas redes de distribuição e subtransmissão, possui Termos de Compromisso de Recuperação Ambiental ("TCRAs") celebrados com a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo ("CETESB") a serem cumpridos. Desta forma a parceria se caracteriza com: (i) a Companhia indicando os espaços disponíveis para o reflorestamento e fornecendo as mudas gratuitamente e (ii) a Eletropaulo sendo a responsável pela execução do projeto e manutenção da área reflorestada. Através desta parceria já foram plantados 116,98 hectares, sendo 50,7 hectares no Reservatório da Usina Hidrelétrica de Promissão e 66,28 hectares na Usina Hidrelétrica de Água Vermelha. A ANEEL aprovou a operação por meio do despacho nº 719/2014. Por se tratar de contrato de cooperação, não há impactos a serem demonstrados como parte relacionadas.

30.2 Remuneração da alta administração

A remuneração da alta administração é composta pela Diretoria Estatutária e Conselho de Administração. A remuneração nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 é apresentada a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	2017	2016
Benefícios de curto prazo (a)	5.501	6.216
Benefícios pós-emprego (b)	76	75
Outros benefícios de longo prazo (c)	159	187
Benefícios de rescisão contrato de trabalho	1	489
Remuneração baseada em ações (d)	212	147
Total	5.949	7.114

- 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 opções e ações de ações da The AES Corporation outorgadas à alta administração.
- A remuneração dos administradores é aprovada pelos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, com exceção ao plano de remuneração baseado em ações que é administrado e custeado pela The AES Corporation.

31. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2017, a cobertura de seguros, considerada suficiente pela Administração da Companhia para cobrir eventuais sinistros e responsabilidade civil, é resumida como segue:

Risco	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
	Consolidado		
Riscos operacionais - Hidrelétricas	31/12/2017	31/12/2018	3.250.000
Seguro terrorismo	31/12/2017	31/12/2018	975.000
Vida em grupo	01/01/2018	01/01/2019	25 X salário, com o máximo de R\$ 1.833
Responsabilidade civil geral	01/04/2017	01/04/2018	40.000
Riscos ambientais	01/04/2017	01/04/2018	10.000
Frota veículos - RCF	01/04/2017	01/04/2018	RCFV Garantia única R\$ 1.000
Responsabilidade civil de administradores-D&O	01/04/2017	01/04/2018	100.000

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. 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. As apólices corporativas de Responsabilidade Civil Geral, Riscos Ambientais e D&O passaram a contemplar os parques eólicos adquiridos.

32. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCO

32.1 Instrumentos financeiros

32.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

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

	Notas	Consolidado				Categoria
		2017		2016		
		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	
ATIVO (Circulante e não circulante)						
Caixa e equivalentes de caixa	5	134.593	134.593	72.086	72.086	Empréstimos e recebíveis
Investimentos de curto prazo	5	1.069.928	1.069.928	505.531	505.531	Ativos financeiros disponíveis para venda
Contas a receber de clientes	6	326.070	326.070	159.972	159.972	Empréstimos e recebíveis
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	32.2	13.163	13.163	–	–	Mensurados ao valor justo por meio do resultado
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	32.2	945	945	–	–	Operações de hedge
Contas a receber de partes relacionadas	30	–	–	4.920	4.920	Empréstimos e recebíveis
Cauções e depósitos vinculados	10	221.188	221.188	5.108	5.108	Empréstimos e recebíveis
Total		1.765.887	1.765.887	747.617	747.617	
PASSIVO (Circulante e não circulante)						
Fornecedores	14	843.105	843.105	411.782	411.782	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	3.589.621	3.596.962	1.446.570	1.482.595	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		11.646	11.646	52.569	52.569	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Total		4.444.372	4.451.713	1.910.921	1.946.946	

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 Debêntures, empréstimos e financiamentos o método de mensuração utilizado para cômputo 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.

32.1.2 Hierarquia do valor justo

A tabela abaixo apresenta os instrumentos financeiros registrados a valor justo, conforme método de mensuração:

	2017			2016				
	Valor justo	Mensuração			Valor justo	Mensuração		
		Nível 1	Nível 2	Nível 3		Nível 1	Nível 2	Nível 3
ATIVO								
Investimentos de curto prazo	1.069.928	–	1.069.928	–	505.531	–	505.531	–
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	13.163	–	13.163	–	–	–	–	–
Derivativos - ganhos não realizados em operações de hedge	945	–	945	–	–	–	–	–
Total - Ativo	1.084.036	–	1.084.036	–	505.531	–	505.531	–

A mensuração dos instrumentos financeiros está agrupada em níveis 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 2017 e 2016, não houve transferência decorrente de avaliação de valor justo entre os níveis 1 e 2.

32.1.3 Exposição ao risco de preços entre submercados que são objeto 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 NE 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 NE, a Companhia efetuou operações de compra no submercado NE e reversão do volume no submercado SE, que foram realizadas com a mesma contraparte para travar a exposição dos preços de submercados para os anos de 2017 e 2018. Estas operações de compra e venda de energia foram firmadas com o objetivo exclusivo de mitigação de risco.

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. Estes contratos representam em 31 de dezembro de 2017 uma cobertura de 97% da exposição e efetividade de aproximadamente 100%.

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\$945 em contrapartida ao ativo, na rubrica "Ganhos não realizados em operações de hedge". 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 2017, o valor reconhecido no resultado com efeito redutor do custo com energia comprada no mercado de curto prazo foi no montante de R\$1.314.

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 Parque Solar Boa Hora e AGV, em 2017, a Companhia contratou operações de compra de opções de compra de moeda estrangeira, com contrapartes diferentes. A contratação destas operações não apresenta caráter especulativo.

Em 31 de dezembro de 2017, os montantes contratados foram de US\$61.200 mil e C1.500 mil, que representam R\$199.942 e R\$5.550, respectivamente, com vencimentos entre 30 de abril de 2018 a 01 de outubro de 2018. O preço médio de exercício das opções de dólar é de R\$3,30 e das opções de euro é de R\$3,70.

Os derivativos foram inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e foram posteriormente remensurados 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.

A volatilidade foi determinada com base nos cálculos da precificação média do mercado, dólar futuro e outras variáveis aplicáveis, tendo a opção de dólar uma variação média de 12,63% e a opção de euro uma variação média 12,93%.

A Companhia não adotou contabilidade de hedge (*hedge accounting*) para as referidas opções de compra, pois há alguma incerteza relacionada ao cronograma dos fluxos de caixa futuros. (não considerados prováveis, uma vez que foram executados antes do fechamento dos projetos solares).

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:

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*.

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. Para assessoramento da Diretoria, existe o Comitê de Gestão de Riscos, que tem como principal objetivo a supervisão e monitoramento do processo de riscos reportados pela área de gestão de riscos, onde são avaliados e validados os modelos de Gestão de Risco, o portfólio e os riscos relevantes da Companhia além de aprovar metas e ações e priorizar recursos para mitigação dos riscos aos qual a Companhia está exposta.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

31 de dezembro de 2017 e 2016
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	2017
Caixa e equivalentes de caixa	43.768
Investimentos de curto prazo	1.069.928
Empréstimos, financiamentos e debêntures (nota 16)	(3.615.006)
Total da exposição líquida	(2.501.301)

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 opções de compra aos quais a Companhia e suas controladas estavam expostas na data-base de 31 de dezembro de 2017, 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 2017, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Risco de taxa de juros

Com base no relatório FOCUS do Banco Central do Brasil de 29 de dezembro de 2017, 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 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Caixa e equivalentes de caixa	CDI	43.768	1.479	2.215	2.954	3.694	4.434
Investimentos de curto prazo	CDI	1.069.928	36.164	54.138	72.220	90.302	108.384
Impacto no resultado		37.643	56.353	75.174	93.996	112.818	

Projeção Despesas Financeiras - 01 ano							
Dívidas	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	CDI	(693.514)	(29.893)	(41.649)	(53.475)	(65.301)	(77.127)
Nota promissória - 3ª emissão	CDI	(944.468)	(45.104)	(61.186)	(77.363)	(93.540)	(109.717)
Impacto no resultado		(74.997)	(102.835)	(130.838)	(158.841)	(186.844)	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Receitas Financeiras - 01 ano							
Aplicações financeiras	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Caixa e equivalentes de caixa	CDI	43.768	1.479	2.215	2.954	3.694	4.434
Investimentos de curto prazo	CDI	1.069.928	36.164	54.138	72.220	90.302	108.384
Impacto no resultado		37.643	56.353	75.174	93.996	112.818	

Projeção Despesas Financeiras - 01 ano							
Dívidas	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Debêntures - 6ª Emissão (1ª Série)	CDI	(693.514)	(29.893)	(41.649)	(53.475)	(65.301)	(77.127)
Nota promissória - 3ª emissão	CDI	(944.468)	(45.104)	(61.186)	(77.363)	(93.540)	(109.717)
Impacto no resultado		(74.997)	(102.835)	(130.838)	(158.841)	(186.844)	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367	4.455	

Projeção Resultado Financeiro - 01 ano							
Instrumentos	Risco	Posição em 31.12.2017	Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI		3,38%	5,06%	6,75%	8,44%	10,13%	
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Dólar	12.607	(3.292)	(282)	1.743	3.175	4.235
Derivativos - opções de compra de moeda estrangeira	Euro	556	(8)	93	153	192	220
Impacto no resultado		(3.300)	(189)	1.896	3.367		

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Britaldo Pedrosa Soares - Presidente do Conselho

Arminio Francisco Borjas Herrera
Julian Jose Nebreda MarquezFrancisco Jose Morandi Lopez
Berned Raymond da Santos Ávila
Vincent Winstow MathisKrista Sweigart
Luiz Pinguelli Rosa
Franklin Lee FederCláudio José de Oliveira Magalhães
Paulo Roberto Robin Carvalho**DIRETORIA**

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho - Diretor Presidente

Clarissa Della Nina Sadock Accorsi
Diretora Vice-Presidente e de Relações com InvestidoresRicardo de Abreu Sampaio Cyrino
Diretor Vice-PresidentePaulo José da Silva
Contador - CRC 1SP248693/O-2**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal da AES Tietê Energia S.A. ("Companhia"), dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, com base nos seus trabalhos, entrevistas e acompanhamentos realizados ao longo do exercício e nas informações e esclarecimentos dos auditores independentes e considerando, ainda, o Relatório da Ernst & Young Auditores Independentes, opina que as demonstrações contábeis e correspondentes notas explicativas, o relatório da administração da Companhia para a destinação do resultado, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, em todos os seus aspectos relevantes, estão em condições de serem apreciados pelos acionistas da Companhia, quando da Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária prevista para ocorrer em 24 de abril de 2018.

Barueri, 26 de fevereiro de 2018

Mário Shinzato - Presidente do Conselho

Maria Carmen Westerlund Montera

Carlos Eduardo Teixeira Taveiros

Raimundo Cláudio Batista

André Eduardo Dantas

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
AES Tietê Energia S/A
Barueri - SP

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da AES Tietê Energia S/A (Companhia) identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da AES Tietê Energia S/A em 31 de dezembro de 2017, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas", incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, forneceram a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

Obrigação de expansão

De acordo com o detalhado na nota explicativa 1.1 às demonstrações contábeis, o Edital de Privatização prevê a obrigação da Companhia expandir a capacidade instalada do seu sistema de geração no período de oito anos contados a partir da data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 20 de dezembro de 1999. Entretanto, a partir de 2004, em decorrência de profundas mudanças no ambiente regulatório do setor elétrico brasileiro que fizeram com que o cumprimento da obrigação de expansão acima referida, na opinião da administração, se tornasse inviável dentro do prazo originalmente previsto. Como consequência, a Companhia é parte de ação impetrada pelo Estado de São Paulo visando o cumprimento da obrigação assumida quando de sua privatização, de expandir a capacidade instalada de geração em, no mínimo, quinze por cento (correspondente a aproximadamente 398 MW), ou a pagar indenização por perdas e danos. Os consultores jurídicos externos da Companhia classificam as chances de perda da ação como "possível", não sendo, no entanto, possível estimar o valor em caso de perda neste momento.

O monitoramento do cumprimento dessa obrigação foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista que a mesma consta dos acordos assinados com o Governo do Estado de São Paulo quando do processo de privatização da Companhia, e o seu descumprimento poderia ter impacto sobre a continuidade da concessão.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, discussões com a Administração sobre: (i) as ações tomadas durante o exercício de 2017, resultando em aquisições de novos empreendimentos (Parque Solar Boa Hora e Acordo de Investimentos assinado com a Cobra Brasil Serviços, Comunicações e Energia S.A., detalhados nas notas explicativas 4.2 e 4.3), que contribuíram para o cumprimento parcial dessa obrigação de expansão, (ii) os planos da Companhia visando expansão futura da capacidade, (iii) obtenção e análise de pareceres atualizados dos consultores jurídicos externos responsáveis pelo acompanhamento da ação judicial anteriormente mencionada, além da avaliação da adequação divulgação deste tema nas notas explicativas às demonstrações contábeis.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre a obrigação de expansão, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os critérios adotados pela administração da Companhia para determinar a probabilidade de perda atribuída ao processo, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 1.1, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

A Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) obteve, em 1º de junho de 2015, decisão judicial em caráter liminar (a "Liminar") favorável a todas as geradoras elétricas abarcadas por aquela Associação, entre elas a Companhia, que impede que os ratios de custos advindos do denominado rebatimento hidrelétrico, sejam alocados aos geradores detentores da Liminar, quando das liquidações financeiras da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em 9 de dezembro de 2015 foi publicada a Lei 13.203/2015, dispozo sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos geradores hidrelétricos. A Lei determinava que para que houvesse a repactuação proposta, era necessária a desistência dos geradores nas ações judiciais para assim requererem a repactuação do risco hidrológico. A Companhia decidiu por não aderir à repactuação proposta e, em 31 de dezembro de 2017 a Liminar anteriormente mencionada continua vigente. Caso a mesma seja cassada, a Companhia terá que desembolsar o montante de R\$ 711.048 mil, o qual já se encontra provisionado em suas demonstrações contábeis, sob a rubrica de "Fornecedores". Conforme informações dos assessores legais da Companhia, a chance de sucesso na discussão do mérito dessa ação é classificada como "possível". Este assunto está divulgado nas notas explicativas 20.3 e 32.3 às demonstrações contábeis.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a magnitude dos montantes envolvidos e seus impactos sobre as disponibilidades e índice de endividamento da Companhia, em caso de necessidade de desembolso, assim como a necessidade de confirmar que os valores registrados nas demonstrações contábeis, refletem efetivamente o valor das obrigações apuradas pela CCEE, relativamente às obrigações da Companhia em relação às suas operações no mercado de energia.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros procedimentos, discussões com a Administração, obtenção e análise de pareceres atualizados dos consultores jurídicos externos, teste dos valores apurados pela CCEE em relação às operações de responsabilidades da Companhia naquela Câmara, e avaliação da divulgação deste tema nas notas explicativas às demonstrações contábeis.

Baseados nos resultados dos procedimentos de auditoria efetuados, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os critérios determinados pela Administração para determinação dos montantes registrados, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas 20.3 e 32.3, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Discussões judiciais sobre temas trabalhistas, civis, fiscais e regulatórios
A Companhia é parte em diversos processos trabalhistas, civis, fiscais e regulatórios, sendo que para aquelas cuja probabilidade de perda é considerada provável, registra provisão no montante de R\$ 137.445 mil. Adicionalmente, a mesma é parte em outros diversos processos cujo valor agregado totaliza R\$ 481.026 mil, e que foram classificados como perda possível (dos quais R\$ 276.745 mil se refere a ações de natureza tributária), e, portanto, nenhuma provisão foi constituída em 31 de dezembro de 2017. Este assunto está divulgado na nota explicativa 20 às demonstrações contábeis.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, devido à relevância dos valores envolvidos, ao julgamento necessário para a determinação de reconhecimento ou não de uma provisão pela Administração com base na avaliação dos consultores jurídicos externos responsáveis pelo acompanhamento das causas, e pela complexidade dos assuntos e do ambiente jurídico no Brasil.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, dentre outros, obtenção de cartas de confirmação junto aos consultores jurídicos externos da Companhia, bem como a realização de reuniões periódicas com a Administração para discutir a evolução dos principais processos judiciais em aberto, a fim de comparar suas avaliações acerca das causas em aberto com as posições informadas por aqueles consultores. Também, envolvemos especialistas para analisar a razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas.

Baseados nos resultados dos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração na determinação da probabilidade de perda, assim como a determinação da necessidade ou não do registro de provisão para os mencionados processos, e as respectivas divulgações na nota explicativa 20 são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Reconhecimento e mensuração de aquisições

Em 2017, a Companhia concluiu o processo de aquisição do Parque Solar Alto Sertão II (Nova Energia S.A.) e a aquisição de ativos do Parque Solar Boa Hora. Estes assuntos estão divulgados nas notas explicativas 4.1 e 4.2 respectivamente, às demonstrações contábeis.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, devido à complexidade dos processos de aquisições e investimentos, combinados ao alto grau de julgamento pela Administração na análise de premissas e determinação do valor justo dos ativos e passivos adquiridos no tratamento contábil atribuído às operações.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a leitura dos documentos que formalizaram a operação, tais como contratos e atas e a obtenção das evidências que fundamentaram a determinação da data de aquisição do controle e a determinação do valor justo da contraprestação transferida, incluindo a avaliação a valor justo do investimento anteriormente detido, preparado por especialistas externos contratados. Com auxílio de nossos especialistas em avaliação, analisamos a metodologia utilizada para mensuração a valor justo dos ativos e passivos adquiridos e avaliamos a razoabilidade das premissas utilizadas e cálculos efetuados, confrontando, quando disponíveis, com informações de mercado, bem como, avaliamos a análise de sensibilidade sobre as principais premissas utilizadas e os impactos de possíveis mudanças em tais premissas e sua relevância em relação às demonstrações contábeis como um todo.

Baseados nos procedimentos de auditoria efetuados sobre os processos de aquisições, que estão consistentes com a avaliação da Administração, consideramos que a metodologia utilizada e premissas adotadas para identificação e mensuração a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas 4.1 e 4.2, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Outros assuntos**Demonstrações do valor adicionado**

As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparentar estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas, não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais;
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas;
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração;
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação a capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional;
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada;
- Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos;
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas;

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria.

Descobrimos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.



ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC- 2SP034519/O-6

São Paulo, 19 de fevereiro de 2018

Marcos Antonio Quintanilha
Contador CRC-1SP132776/O-3

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Os Diretores da **AES Tietê Energia S.A.** ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.128.563/0001-10, com sede na Avenida Doutor Marcos Penteado de Uilhôa Rodrigues, nº 939, 5º andar, sala individual 2, Bairro Sítio Tamoré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri - SP, nos termos e para os fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, **Declaram** que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S.S., bem como que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Contábeis da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017.

Barueri, 19 de fevereiro de 2018

Italo Tadeu de Carvalho Freitas Filho

Diretor Presidente

Clarissa Della Nina Sadock Accorsi

Diretora Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino

Diretor Vice-Presidente

AES TIETÊ ENERGIA COM A FORMA DO SEU NEGÓCIO.

REDUÇÃO DE CUSTOS, SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E CONFIABILIDADE PARA VOCÊ, SEU NEGÓCIO E O FUTURO DO PLANETA.