

FOCO E EXECUÇÃO DA ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO DA COMPANHIA DEFINE O ANO DE 2017 COM ANÚNCIO DAS AQUISIÇÕES DE NOVOS ATIVOS E ÊXITO NA GESTÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

Comentários da Sra. Clarissa Sadock

Diretora Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

Seguindo a nossa estratégia de ter 50% do EBITDA em 2020 proveniente de fontes não hídricas, tivemos realizações importantes ao longo de 2017. Fizemos 4 novos investimentos em ativos renováveis que irão adicionar 686 MW de capacidade instalada ao portfólio da Companhia, com PPAs de longo prazo. Desse montante, 386 MW provenientes de fonte eólica já contribuíram para o EBITDA da Companhia em 2017, 225 MW provenientes de fonte solar entrarão em operação em 2018 e 75 MW em 2019.

Outro foco estratégico de grande êxito ao longo do ano foi a gestão do risco hidrológico, que permitiu evitarmos um custo total de R\$ 455,0 milhões em 2017. Deste montante, R\$ 188,0 milhões são provenientes da nossa estratégia de curto prazo, resultado da descontração de energia no mercado regulado atingindo o nível de 78% aliado ao reconhecimento de oportunidades de compra de energia no mercado de curto prazo. Já a nossa estratégia de médio prazo contribuiu com R\$ 267,0 milhões, onde iniciamos 2017 com uma parcela descontratada de nossa energia hídrica, evidenciada por um nível de contratação de 88%.

Registramos um EBITDA de R\$ 831,0 milhões em 2017, crescimento de 3,2% quando comparado ao EBITDA de R\$ 805,4 milhões registrado em 2016. O resultado reflete a nossa gestão do risco hidrológico e a estratégia de longo prazo por meio da diversificação de nosso portfólio.

O lucro líquido totalizou R\$ 298,3 milhões em 2017, 16,8% inferior ao obtido em 2016 (R\$ 358,5 milhões) resultado do aumento do EBITDA e dívida pela entrada de Alto Sertão II. A administração da Companhia submeterá à aprovação dos seus acionistas, em Assembleia Geral, a distribuição de R\$ 47,7 milhões de dividendos complementares referentes ao exercício social de 2017, totalizando uma distribuição de R\$ 337,5 milhões referente ao resultado do exercício.

RESULTADOS 2017

Teleconferência de Resultados

28.02.2018
11h00 (BRT) e 09h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

EUA: +1 800 492 3904

Slides da apresentação e áudio
estarão disponíveis em:

ri.aestiete.com.br

ÍNDICE

DESTAQUES 2017	2
PERFIL DA COMPANHIA	3
ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO	3
PORTFÓLIO DE CAPACIDADE INSTALADA	4
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL	5
DESEMPENHO FINANCEIRO	8
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	20
CONTEXTO SETORIAL HÍDRICO	21
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	27
ANEXOS / GLOSSÁRIO	30

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	2016	2017	Var
Receita Bruta	1.762,6	1.945,2	10,4%
Receita Líquida	1.561,3	1.728,1	10,7%
Custos e Despesas Operacionais ¹	756,0	897,1	18,7%
EBITDA	805,4	831,0	3,2%
Margem EBITDA - %	51,6%	48,1%	-3,5 p.p.
Lucro Líquido	358,5	298,3	-16,8%
Margem Líquida - %	23,0%	17,3%	-5,7 p.p.
Patrimônio Líquido	1.578,1	1.557,7	-1,3%
Dívida Líquida	869,0	2.385,1	174,5%
Geração de caixa operacional	1.140,0	974,0	-14,6%

¹Não inclui depreciação e amortização

Índices	2016	2017	Var
Lucro Líquido / PL	0,2x	0,2x	0,0 p.p.
Dívida Líquida / PL	0,6x	1,5x	0,9 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA ajustado ²	1,1x	2,5x	1,4 p.p.
EBITDA ajustado ² / Despesa Financeira	4,1x	4,4x	0,3 p.p.

²Relacionada ao serviço da dívida e para o EBITDA de 2017 considera o resultado do Complexo Eólico Alto Sertão II

Dados Operacionais ³	2016	2017	Var
Energia Gerada - GWh	13.108,9	12.148,5	-7,3%
Preço Médio Contratação (R\$/MWh)	146,80	160,71	9,5%
Investimentos - R\$ milhões	101,0	98,9	-2,1%
Colaboradores próprios	362	428	18,2%

³Considera Fonte Hídrica e Eólica para os dados de 2017, exceto "Investimentos"

TIET11: R\$ 11,95 (26/02/2018)

VALOR DE MERCADO: R\$ 4.702 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1.453 milhões

São Paulo, 26 de fevereiro de 2018 – AES Tietê Energia S.A. ("Companhia" ou "AES Tietê Energia") (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 4º trimestre de 2017 ("4T17") e ao ano de 2017. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados e em milhões de reais, de acordo com a legislação societária.

DESTAQUES 2017

Hidrologia

- Afluência do SIN de 75,8% da MLT¹ em 2017 vs. 87,0% em 2016;
- Afluência de 80,1% da MLT na região SE/CO em 2017 vs. 95,3% da MLT em 2016;
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou 2017 em 23,3%, inferior em 8,4 p.p. vs 2016 (31,7%); e
- Rebaixamento médio de 20,6% no MRE em 2017 vs. 13,2% em 2016.

Operacional

- Volume de energia gerada pelas usinas hidráulicas de 11.259,6 GWh em 2017, 14,1% inferior a 2016 (13.108,9 GWh) e de 888,9 GWh pelas usinas eólicas no 2º semestre de 2017, 28,5% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (691,7 GWh²); e
- Nível dos reservatórios da Companhia encerraram o ano em 33,8%, inferior em 4,9 p.p. em comparação com 2016 (38,7%).

Comercial

- PLD médio do submercado SE/CO no ano de 2017 foi de R\$ 324,17/MWh, um aumento de R\$ 230,07/MWh em relação à média do ano de 2016 (R\$ 94,10/MWh); e
- Gestão do risco hidrológico evitou custo total de R\$ 455,0 milhões por meio da estratégia de curto e médio prazo da Companhia.

Financeiro³

- EBITDA de R\$ 831,0 milhões em 2017 vs. R\$ 805,4 milhões em 2016;
- Lucro líquido de R\$ 298,3 milhões em 2017 vs. R\$ 358,5 milhões em 2016;
- Distribuição de R\$ 337,5 milhões de dividendos no ano de 2017 com *payout* de 113%; e
- Índice de alavancagem⁴ encerrou o ano em 2,5x.

Estratégia de Crescimento

- Complexo Eólico Alto Sertão II: 386,1 MW de capacidade instalada em energia eólica com preço médio⁵ de PPA de R\$ 167,29/MWh. Conclusão da aquisição em agosto de 2017, contribuindo para o EBITDA em R\$ 104,8 milhões em 2017;
- Complexo Solar Guaimbê: 150 MW de capacidade instalada em energia solar com preço médio de PPA de R\$ 269,25/MWh e início de operação previsto para maio de 2018;
- Complexo Solar Boa Hora: 75 MW de capacidade instalada em energia solar com preço médio de PPA de R\$ 323,23/MWh e início de operação comercial previsto para novembro de 2018; e
- Complexo Solar Água Vermelha: 75 MW de capacidade instalada em energia solar com preço médio de PPA de R\$ 146,38/MWh e início de operação comercial previsto para meados de 2019.

¹ Média de longo termo.

² Considerando que a conclusão da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II ocorreu em 03 de agosto de 2017.

³ Valores de 2017 consideram resultados consolidados (ativos hidráulicos e eólicos – a partir da data de aquisição do ativo) e de 2016 apenas dos ativos hidráulicos. Maiores detalhes podem ser encontrados na seção “Desempenho Financeiro” deste documento.

⁴ Obtido pela divisão da Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado.

⁵ Preço médio ponderado com base em janeiro 2018 – Alto Sertão II não considera MCSD.

PERFIL DA COMPANHIA

A AES Tietê Energia, geradora do grupo AES Corporation (“AES Corp”), é uma Companhia de capital aberto com ações listadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) e está 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.

As *units* e ações da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 sob os códigos TIET11 (“Unit”). 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*.

ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

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.

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 2047. A fonte solar também passou a fazer parte do portfólio da AES Tietê Energia em 2017 com Complexo Solar Guaimbê, Complexo Solar Boa Hora e Complexo Solar AGV, com autorização para operar até 2050, 2051 e 2053, respectivamente. O portfólio de ativos da Companhia conta com uma capacidade instalada total de 3.354 MW⁶.

Fonte Hídrica

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 Guaimbê, que será construído no município de Guaimbê 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 LEN (“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

⁶ Considera 10 MW provenientes de dois contratos de longo prazo de compra de energia de biomassa de cana-de-açúcar.

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.

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

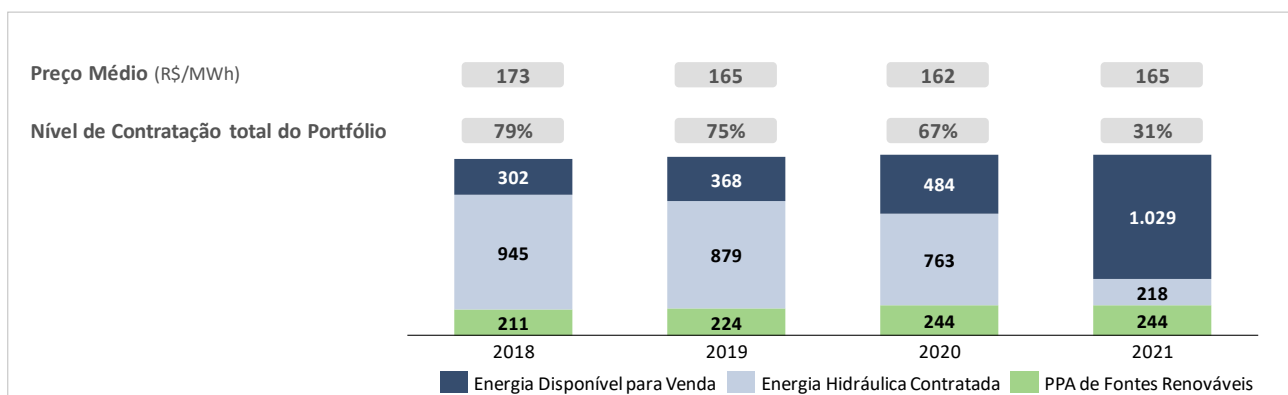
GESTÃO DO NÍVEL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Desde 2016, a Companhia implementou uma estratégia dinâmica e ativa de curto, médio e longo prazos 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\$ 267,0 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) descontração 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 hidrologia 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 Déficits (“MCSD”) e essa energia foi revendida a preços mais favoráveis. Adicionalmente, ao longo do 4º trimestre de 2017 e no início de 2018, a Companhia vendeu 137 MWm para 2019 e 202 MWm para 2020.

Evolução do portfólio⁷ - MWm



⁷ Considera energia convencional e incentivada, excluindo perdas e consumo interno. Valores reais com base em janeiro de 2018 - considera MCSD para 2018.

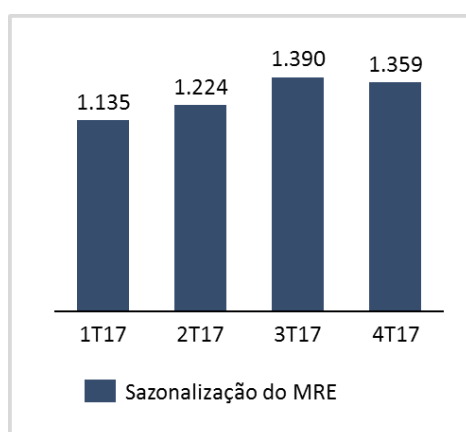
○ FONTE HÍDRICA

○ Sazonalização da garantia física hidráulica

A estratégia de sazonalização visa minimizar a exposição ao risco hidrológico. Para fins de alocação no MRE, a Companhia decidiu por seguir o perfil do conjunto dos geradores do MRE, resultando na maior alocação de sua energia no segundo semestre do ano.

O efeito da sazonalidade da garantia física, combinado à performance do MRE (Rebaixamento ou energia secundária), é refletido na liquidação de energia no mercado de curto prazo, conforme abaixo.

Sazonalização de garantia física bruta para MRE⁸ - MWm



○ Energia gerada

O volume total de energia gerada pelas usinas hidráulicas da AES Tietê Energia atingiu 2.434,4 GWh no 4T17, volume 24,8% inferior ao montante averiguado em 2016 (3.239,0 GWh). Em 2017, as usinas da AES Tietê Energia geraram um volume total de 11.259,6 GWh, 14,1% inferior ao montante averiguado em 2016 (13.108,9 GWh).

Geração - Usinas Hidráulicas (GWh)	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
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%
Euclides da Cunha	130,2	83,0	-36,2%	365,4	376,0	2,9%
Ibitinga	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%

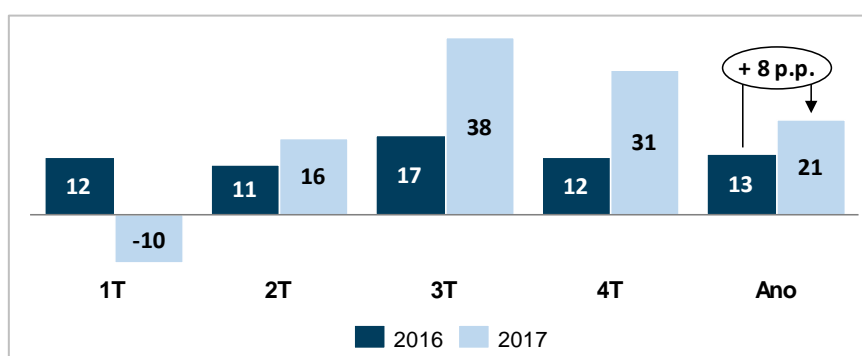
⁸ Inclui sazonalização da energia convencional e incentivada própria da Companhia, não considera contratos de compra de energia e descontração.

o 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%, explicado principalmente pela hidrologia no SIN (75,8% da MLT em 2017 vs. 87,0% da MLT em 2016) e consequente maior despacho térmico na comparação anual (10,7 GWm em 2017 vs. 9,6 GWm em 2016). No quarto trimestre o rebaixamento registrado foi de 31,2% no 4T17 e 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 (%)



o FONTE EÓLICA

o Energia gerada

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 Igarapã 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 a implementação de novas técnicas.

Geração - Parques Eólicos (GWh)	4T16	4T17	Var
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%

DESEMPENHO FINANCEIRO⁹

○ RECEITA BRUTA

No 4T17, a receita operacional bruta da AES Tietê Energia totalizou R\$ 521,2 milhões, 26,9% superior àquela registrada no 4T16, de R\$ 410,8 milhões. O incremento de resultado é explicado principalmente, pela contribuição de R\$ 84,7 milhões da operação de Alto Sertão II, R\$ 15,7 milhões de receita referente à energia vendida no mercado *spot* na fonte hídrica e R\$ 27,1 milhões adicionais na venda de energia via contratos bilaterais.

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 vs. R\$ 82,68/MWh em 2016);
- (iii) R\$ 6,3 milhões de aumento na venda de energia contratada, refletindo o melhor preço no mercado livre compensado pela redução na receita de venda no mercado regulado, devido à descontração 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.

Receita Bruta (R\$ milhões)	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
Receita Bruta - Consolidado	410,8	521,2	26,9%	1.762,6	1.945,2	10,4%
Receita Bruta - Fonte Hidráulica	410,8	431,5	5,0%	1.762,6	1.789,4	1,5%
Energia Contratada	399,4	411,6	3,1%	1.675,4	1.681,7	0,4%
Mercado Livre	374,8	401,9	7,2%	1.571,6	1.624,3	3,4%
Mercado Regulado	24,5	9,7	-60,4%	103,8	57,4	-44,7%
CCEE	11,4	19,8	74,1%	87,0	107,5	23,5%
Mercado spot	-	15,7	-	33,2	77,8	134,2%
MRE	11,2	3,5	-69,0%	47,1	24,0	-48,9%
Outras Receitas CCEE	0,1	0,6	332,1%	6,7	5,6	-16,9%
Outras Receitas	0,0	0,0	150,0%	0,1	0,2	57,5%
Receita Bruta - Fonte Eólica	-	84,7	-	-	147,5	-
Energia Contratada	-	74,2	-	-	116,3	-
LER 2010	-	39,3	-	-	58,9	-
LEN 2011	-	1,2	-	-	1,7	-
Renova Comercializadora	-	33,7	-	-	55,6	-
Mercado Spot	-	10,5	-	-	31,2	-
Outras Receitas - subsidiárias integrais	-	5,0	-	-	8,2	-

⁹ Valores de 2017 consideram resultados consolidados (fonte hídrica e eólica – a partir da data de aquisição do ativo -) e de 2016 apenas da fonte hídrica.

o DEDUÇÕES DA RECEITA

No 4T17, dado o aumento da receita, as deduções da receita apresentaram um aumento de 16,9% totalizando R\$ 55,0 milhões ante R\$ 47,1 milhões no 4T16. 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.

Deduções da Receita (R\$ milhões)	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
Deduções da Receita - Consolidado	47,1	55,0	16,9%	201,3	217,1	7,9%
PIS/COFINS	37,4	42,2	12,7%	160,6	168,0	4,6%
ICMS	6,2	9,0	44,9%	26,5	33,7	27,1%
ISS	0,0	0,2	-	0,0	0,2	-
Pesquisa e Desenvolvimento	3,4	3,7	7,1%	14,2	15,1	6,8%

o RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida consolidada, que considera além da fonte hidráulica, a fonte eólica e as subsidiárias integrais da AES Tietê Energia, totalizou R\$ 466,1 milhões no 4T17, montante 28,2% superior ao registrado no 4T16 (R\$ 363,7 milhões). Em 2017 a receita operacional líquida consolidada totalizou R\$ 1.728,1 milhões, um aumento de 10,7% quando comparado aos R\$ 1.561,3 milhões auferidos em 2016.

Ambos os resultados são justificados principalmente pelo impacto positivo da receita oriunda do Complexo Eólico Alto Sertão II e do maior volume e preço de energia vendida no mercado *spot* na fonte hídrica.

o CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais consolidados, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 267,6 milhões no 4T17, aumento de 38,1% na comparação com o 4T16 (R\$ 193,7 milhões). O resultado é explicado principalmente pelo aumento dos custos com compra de energia e da linha de material e serviços de terceiros.

Em 2017, 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.

As explicações detalhadas a respeito da variação do período podem ser vistas a seguir.

Custos e Despesas Operacionais Consolidados (R\$ milhões)	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
Custos e Despesas Operacionais*	193,7	267,6	38,1%	756,0	897,1	18,7%
Encargos e taxas setoriais	50,1	48,9	-2,5%	194,6	186,0	-4,4%
Energia comprada	60,0	136,2	127,0%	317,6	430,9	35,7%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	110,1	185,1	68,1%	512,2	616,9	20,4%
Pessoal	25,8	31,8	23,3%	99,4	117,7	18,5%
Material e serviços de terceiros	26,3	42,5	61,8%	98,2	123,4	25,6%
Outros	31,5	8,2	-74,0%	46,2	39,2	-15,2%
PMSO Reportado	83,6	82,5	-1,3%	243,8	280,2	15,0%

*Não inclui Depreciação e Amortização

o Custos com Compra de Energia, Taxas Setoriais e Encargos

As despesas com a CFURH reduziram 42,9% na comparação do 4T17 com o 4T16 (R\$ 10,8 milhões ante R\$ 18,8 milhões, respectivamente) e 33,0% em 2017 vs 2016 em função da redução no volume de energia gerada no período em 24,8% e da redução na Tarifa Atualizada de Referência (“TAR”), que foi fixada em R\$ 72,20/MWh para o ano de 2017 vs. R\$ 93,35/MWh para o ano de 2016.

Os custos com transmissão e conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, totalizaram R\$ 36,2 milhões no 4T17, um aumento de 22,3% em relação ao 4T16 (R\$ 29,6 milhões). Em 2017, esses custos totalizaram R\$ 128,6 milhões, montante 14,2% superior ao registrado em 2016 de R\$ 112,6 milhões, reflexo, principalmente do reajuste positivo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (“TUSD”) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (“TUST”) em parte dos contratos das usinas hidráulicas da Companhia ao longo de 2016 e 2017 e incremento de custo com transmissão e conexão dado início de operação do Complexo Eólico Alto Sertão II no portfólio da Companhia desde agosto de 2017.

Os custos com taxas de fiscalização totalizaram R\$ 1,9 milhão no 4T17 e R\$ 1,7 milhão no 4T16, refletindo a manutenção da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”)¹⁰, entre os períodos. Na comparação entre 2017 e 2016, esses custos se mantiveram praticamente em linha.

Energia Comprada, Taxas e Encargos Setoriais (R\$ milhões)	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
CFURH	18,8	10,8	-42,9%	75,1	50,4	-33,0%
Transmissão e Conexão	29,6	36,2	22,3%	112,6	128,6	14,2%
Taxa de Fiscalização	1,7	1,9	13,5%	6,9	7,0	2,5%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	60,0	136,2	127,0%	317,6	430,9	35,7%
Total	110,1	185,1	68,1%	512,2	616,9	20,4%

O custo com energia comprada/liquidação CCEE apresentou aumento de R\$ 76,2 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 60,0 milhões no 4T16 para R\$ 136,2 milhões no 4T17, influenciado, principalmente, pelo:

- (i) aumento de R\$ 126,6 milhões de compra de energia na linha de contratos bilaterais, como apoio à estratégia de mitigação do risco hidrológico, reflexo do maior volume (661,4 GWh no 4T17 vs. 195,1 GWh no 4T16) e maior preço médio (R\$ 236,43/MWh no 4T17 vs. R\$ 152,44/MWh no 4T16); efeito parcialmente compensado pela:
- (ii) redução de R\$ 32,9 milhões associada ao menor volume com compra de energia no mercado spot (21,3 GWh no 4T17 vs. 199,6 GWh no 4T16) devido à sazonalização de energia e estratégia de comercialização visando a redução da exposição nesse mercado; e
- (iii) aumento de R\$ 18,7 milhões em créditos de PIS/COFINS na comparação dos períodos, diretamente relacionados ao aumento de compra de energia como apoio à estratégia de comercialização da Companhia.

Em 2017, o custo totalizou R\$ 430,9 milhões, 35,7% superior a 2016, influenciado pelo:

- (i) redução de R\$ 217,7 milhões associada ao menor volume com compra de energia no mercado spot (80,9 GWh em 2017 vs 1.423,9 GWh em 2016) devido à estratégia de comercialização visando a redução da exposição ao mercado em questão; e

¹⁰ A TFSEE é cobrada por usina e equivale a 0,4% do valor do benefício econômico anula auferido pelo concessionário, multiplicado pela sua potência instalada.

- (ii) aumento de R\$ 31,8 milhões em créditos de PIS/COFINS na comparação dos períodos; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (iii) aumento de R\$ 384,7 milhões de compra de energia na linha de contratos bilaterais, conforme mencionado acima, reflexo do maior volume de compra de energia neste mercado (2.262,7 GWh em 2017 vs. 762,5 GWh em 2016) e maior preço médio (R\$ 218,69/MWh em 2017 vs. R\$ 144,37/MWh em 2016).

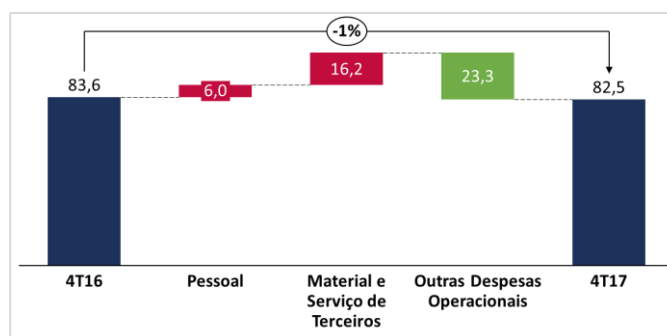
Compra de Energia (R\$ milhões)	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
Compra de Energia	60,0	136,2	127,0%	317,6	430,9	35,7%
CCEE	37,3	5,6	-85,0%	238,1	(1,6)	-100,7%
<i>Spot</i>	35,7	2,8	-92,1%	210,5	(7,2)	-103,4%
<i>MRE</i>	-	-	-	3,7	-	-100,0%
<i>Outros CCEE</i>	1,6	2,8	73,7%	23,8	5,5	-76,7%
Contratos Bilaterais	29,7	156,4	425,9%	110,1	494,8	349,5%
Crédito de PIS/COFINS	(7,0)	(25,8)	267,2%	(30,5)	(62,3)	104,2%

o Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros (“PMSO”)

As despesas com PMSO totalizaram R\$ 82,5 milhões no 4T17, queda de 1,3% quando comparada com o 4T16 (R\$ 83,6 milhões). Essa variação se dá, principalmente por:

- (i) redução de R\$ 23,3 milhões de outras despesas operacionais devido a pagamento de R\$ 28,0 milhões decorrente do acordo no âmbito de um procedimento arbitral, que ocorreu no 4T16; efeito parcialmente compensado pelo:
- (ii) incremento de despesa na linha de material e serviços de terceiros no valor de R\$ 16,2 milhões, principalmente devido às despesas não recorrentes com aquisição de novos ativos; e
- (iii) aumento da despesa com pessoal no valor de R\$ 6,0 milhões devido a reestruturação do quadro da Companhia como parte de sua estratégia de crescimento e ajuste de inflação.

Varição do PMSO trimestral (R\$ milhões)

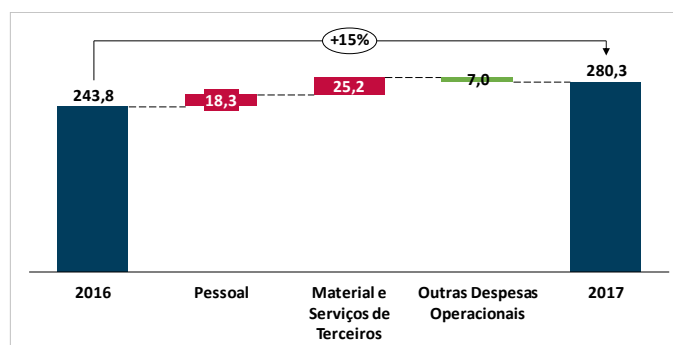


Em 2017, as despesas com PMSO totalizaram R\$ 280,2 milhões, aumento de 15,0% quando comparada com 2016 (R\$ 243,8 milhões). Essa variação se dá, principalmente por:

- (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.

Varição do PMSO anual (R\$ milhões)



○ EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um EBITDA consolidado de R\$ 198,6 milhões no 4T17 ante um EBITDA de R\$ 170,0 milhões no 4T16, um aumento de 16,8%, sendo principalmente devido à:

- (i) efeito positivo de R\$ 53,8 milhões referente à geração eólica de Alto Sertão II;
- (ii) efeito positivo de R\$ 12,9 milhões de acordo em procedimento arbitral, ocorrido no 4T16; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (iii) efeito negativo de R\$ 40,0 milhões na margem comercial devido à hidrologia mais adversa no período.

Em 2017, a Companhia registrou EBITDA de R\$ 831,0 milhões ante R\$ 805,4 milhões em 2016, representando um aumento de 3,2%. Tal variação pode ser explicada pelo:

- (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.

○ RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 4T17 foi uma despesa de R\$ 90,7 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 34,9 milhões registrada no 4T16, representando um aumento de R\$ 55,8 milhões ou 159,7% entre os períodos. No comparativo 2017 vs. 2016, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 203,8 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 135,8 milhões registrada em 2016, representando um aumento de R\$ 68,0 milhões entre os períodos.

O aumento nos períodos é explicado pelo crescimento da dívida bruta da Companhia com a aquisição dos complexos Alto Sertão II e Boa Hora, além das dívidas já existentes no ativo adquirido (ASII), compensado parcialmente pela queda dos indexadores CDI e IPCA.

Resultado Financeiro - R\$ milhões	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
Receitas Financeiras	16,8	21,9	30,3%	87,5	91,4	4,5%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	(51,7)	(112,5)	117,7%	(223,3)	(295,3)	32,2%
Despesas Financeiras	(51,4)	(113,1)	119,9%	(231,8)	(296,5)	27,9%
Variações Cambiais	(0,3)	0,6	-317,9%	8,5	1,2	-85,7%
Resultado Financeiro	(34,9)	(90,7)	159,7%	(135,8)	(203,8)	50,1%

o Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 21,9 milhões no 4T17, aumento de 30,3% em relação ao 4T16 (R\$ 16,8 milhões). Essa variação é explicada principalmente pelo maior saldo médio de aplicações financeiras no período.

No acumulado do ano, as receitas financeiras da Companhia aumentaram 4,5% quando comparadas à 2016 (R\$ 91,4 milhões em 2017 vs. R\$ 87,5 milhões em 2016), principalmente em função de R\$ 396,0 milhões de aumento no montante referente ao GSF retido pelo efeito da liminar vigente.

o Despesas Financeiras

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 112,5 milhões no 4T17, montante 117,7% superior aos R\$ 51,7 milhões registrados em 2016. Tal variação é explicada, sobretudo pelo aumento da dívida para fazer frente ao crescimento da Companhia.

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

- (i) aumento de R\$ 131,0 milhões em função do crescimento da dívida para financiar a aquisição dos Complexos ASII e Boa Hora assim como as dívidas já existentes no ativo adquirido, compensado parcialmente pela queda do 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 debentures e da 2ª série da 4ª emissão, no montante de R\$ 7,6 milhões.

o LUCRO LÍQUIDO

No 4T17, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 43,4 milhões, resultado 47,8% inferior ao auferido no 4T16 (R\$ 83,1 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) queda de R\$ 40,0 milhões na margem comercial devido à hidrologia mais adversa no período;
- (ii) efeito negativo de R\$ 21,9 milhões em função da maior despesa financeira da AES Tietê devido ao incremento da dívida para fazer frente ao crescimento da Companhia; e
- (iii) efeito negativo de R\$ 2,0 milhões no resultado líquido da operação do complexo eólico Alto Sertão II, devido às despesas financeiras com encargos de dívidas.

Em 2017, a Companhia apresentou lucro líquido de R\$ 298,3 milhões, uma redução de R\$ 60,3 milhões ou 16,8% em relação a 2016 (R\$ 358,5 milhões). A variação é explicada, principalmente, pela:

- (i) queda de R\$ 65,7 milhões na margem comercial devido à hidrologia mais adversa no período;
- (ii) efeito negativo de R\$ 9,7 milhões em função da maior despesa financeira da AES Tietê compensada pela redução da taxa de juros ao longo do ano; efeitos parcialmente compensados pelo:
- (iii) efeito positivo de R\$ 8,5 milhões no resultado da operação do complexo eólico Alto Sertão II.

o REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

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 Ordinária, 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*.

O total de R\$ 337,5 milhões de proventos, incluindo o montante a ser aprovado em Assembleia Geral Ordinária, resulta em uma relação de pagamento (*Dividend Payout*) de 113% no ano.

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

o ENDIVIDAMENTO

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

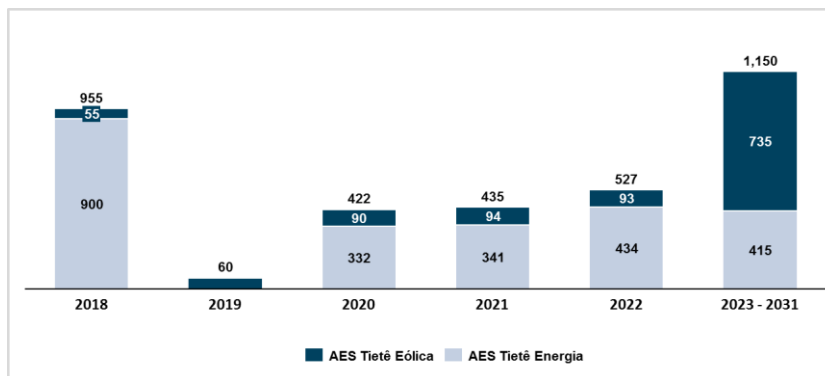
No encerramento do 4T17, as disponibilidades somavam R\$ 1.204,5 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2016 (R\$ 577,6 milhões). Tal diferença se deve, principalmente:

- (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 Guaimbê.

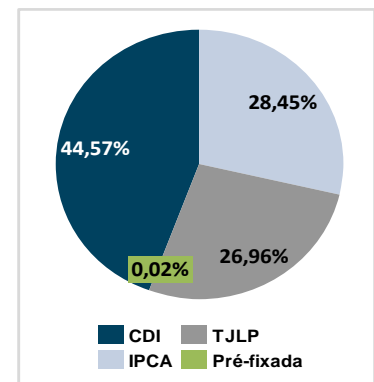
Dessa forma, a dívida líquida consolidada em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 2.385,1 milhões, montante 174,5% superior em relação à posição em 31 de dezembro de 2016 (R\$ 869,0 milhões) em função do aumento do endividamento para fazer frente às aquisições da Companhia.

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.

Cronograma de amortização da dívida¹¹ (R\$ milhões)



Dívida Bruta por Indexador¹²



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.

Adicionalmente, a Companhia aprovou a 7ª emissão de debêntures, no valor total de R\$ 1,25 bilhão, dividida em duas séries, sendo que a 1ª série foi realizada com volume de R\$ 500 milhões, taxa de CDI + 0,52% a.a. e vencimento em 2 anos, com amortização ao final do prazo, e a 2ª série possui volume de R\$ 750 milhões,

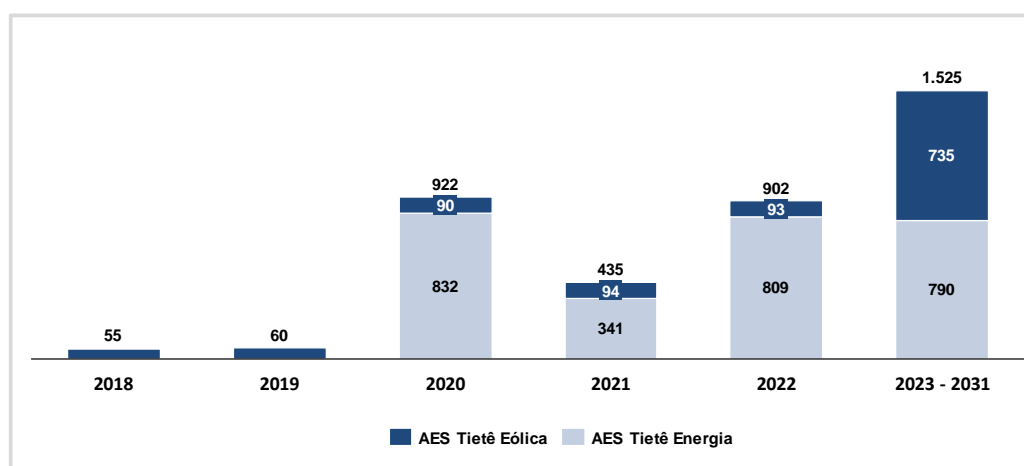
¹¹ Fluxo composto por amortização de principal.

¹² Valores relativos ao principal.

com taxa de CDI + 1,30% a.a. e vencimento em 5 anos, com amortizações nos 4º e 5º anos. Cabe ressaltar que o cronograma de amortização da dívida demonstrado acima não inclui esta emissão, tendo em vista sua data base de 31 dezembro de 2017.

Abaixo, a Companhia apresenta ainda um cronograma proforma, no qual se consideram as amortizações apresentadas anteriormente, o resgate antecipado da 3ª Emissão de Notas Promissórias e a 7ª Emissão de Debêntures.

Cronograma de amortização da dívida¹³ (R\$ milhões)



A tabela abaixo indica a escala de *rating* da AES Tietê Energia.

Escala	Ratings	Moodys
	Nacional	Aa1
Internacional	Ba2	

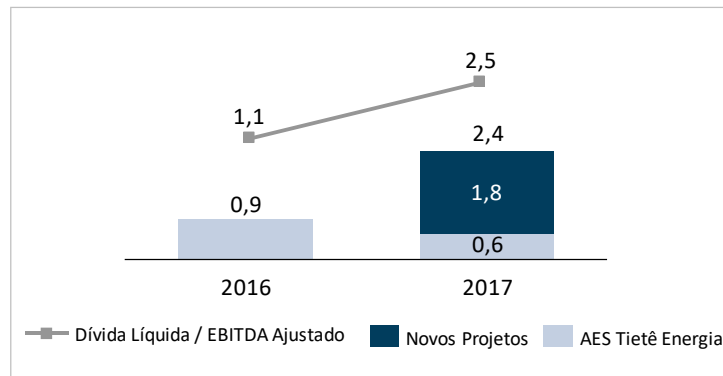
o Covenants

O índice de alavancagem (Dívida Líquida / EBITDA Ajustado) encerrou o trimestre em 2,5x, abaixo do limite. Com a aquisição de Alto Sertão II, o limite estabelecido pelas dívidas da Companhia passou de 3,5x para 3,85x durante três anos.

O índice de cobertura de juros (EBITDA Ajustado / Despesas Financeiras) fechou o 4T17 em 4,4x acima do limite mínimo de 1,5x.

¹³ Cronograma proforma, no qual se consideram as amortizações apresentadas anteriormente, o resgate antecipado da 3ª Emissão de Notas Promissórias e a emissão da 7ª Debêntures.

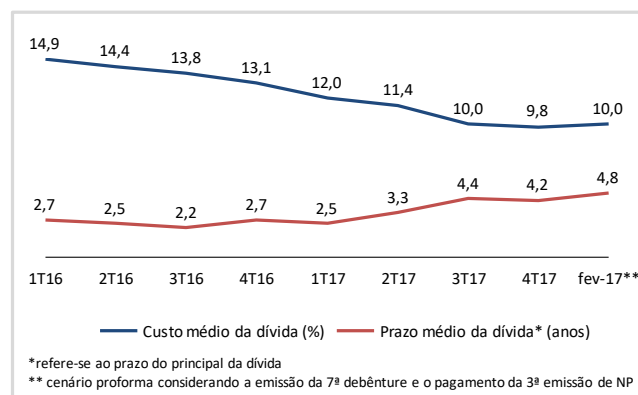
Dívida Líquida (R\$ milhões) e Alavancagem (x)



O custo médio da dívida atual da AES Tietê é de 10,0% ao ano, em comparação a 13,1% de 2016, conforme tabela abaixo. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI e IPCA durante o período e da aquisição de Alto Sertão II.

O prazo médio da dívida da AES Tietê atualmente é de 4,8 anos, superior ao de 2016, que era de 2,7 anos, devido ao alongamento da dívida em função da emissão realizada em abril de 2017 e aquisição de Alto Sertão II, cujas dívidas têm perfil mais longo.

Custo e prazo médio da dívida



o CAPEX

Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 29,3 milhões no 4T17, valor 7,7% inferior ao montante investido no 4T16 (R\$ 31,7 milhões). Em ambos os períodos os principais investimentos foram referentes às manutenções da usina de Água Vermelha em 2016 e das usinas de Água Vermelha e Barra Bonita em 2017. As modernizações e manutenções nas plantas da Companhia garantem suas condições operacionais e asseguram a disponibilidade de geração de energia, resultando em ganhos de produtividade e eficiência. Em 2017, a AES Tietê Energia investiu R\$ 98,9 milhões, principalmente destinados principalmente às manutenções das usinas Água Vermelha e Barra Bonita, montante 2,1% inferior ao valor investido em 2016 (R\$ 101,0 milhões).

o Plano de Investimento em CAPEX

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

o FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

No 4T17 o caixa livre foi positivo em R\$ 142,9 milhões, montante R\$ 65,5 milhões inferior ao registrado no 4T16. Esse desempenho se deve principalmente ao investimento no projeto solar Boa Hora no montante de R\$ 64,9 milhões.

Tivemos uma geração de caixa operacional positiva em R\$ 290,7 milhões, influenciado principalmente pelo aumento da receita em R\$ 110,4 milhões, na comparação dos trimestres, resultado da alta no PLD quando comparado ao mesmo período de 2016.

No ano de 2017, o caixa livre ficou em R\$ 900,5 milhões, montante R\$ 293,3 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2016. Esse desempenho se deve à:

- (i) R\$ 900,0 milhões com a 3ª emissão de Nota Promissória, destinado à aquisição de ativos e capital de giro;
- (ii) R\$ 248,2 milhões de impacto devido ao menor desembolso com IR/CSLL (recolhido em janeiro do ano subsequente) na comparação entre os períodos; compensado por
- (iii) R\$ 752,0 milhões referente aos investimentos dos projetos de Alto Sertão II e Boa Hora; e
- (iv) R\$ 137,5 milhões de redução na geração operacional de caixa, justificada, principalmente, pelo aumento dos gastos com compra de energia.

Considerando o caixa disponível de suas subsidiárias e resultado dos elementos acima mencionados, o saldo final de caixa de 2017 atingiu R\$ 1.204,5 milhões vs. R\$ 577,7 milhões no fim de 2016. Cabe ressaltar que no fim de 2017, o Complexo Alto Sertão II possuía R\$ 82,4 milhões de caixa restrito nas respectivas contas reserva.

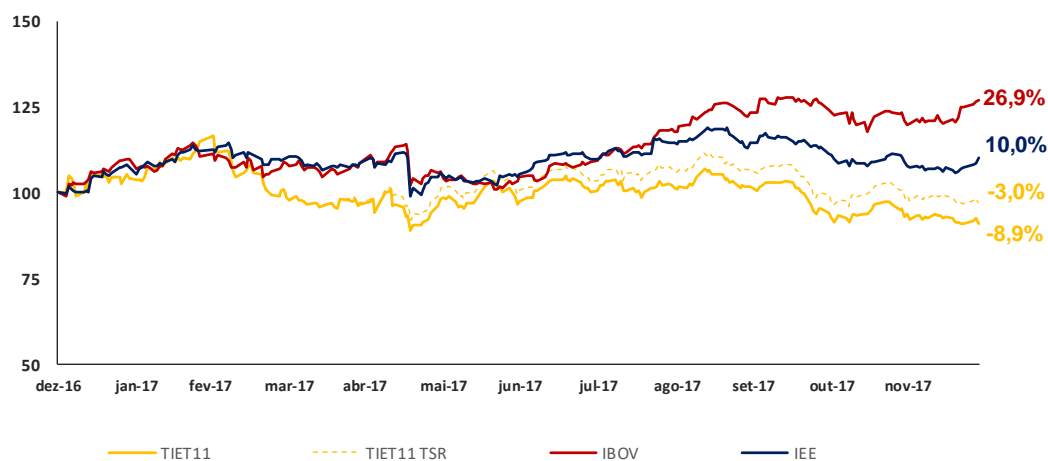
Fluxo de Caixa - R\$ milhões	4T16	4T17	Var	2016	2017	Var
Saldo inicial de Caixa	466,7	1.005,3	538,6	739,3	577,7	(161,6)
Geração Operacional de Caixa	274,5	290,7	16,2	1.140,0	974,0	(166,1)
Investimentos	(29,9)	(12,1)	17,8	(109,4)	(84,2)	25,2
Investimentos Controladas	-	(64,9)	(64,9)	-	(752,0)	(752,0)
Despesas Financeiras Líquidas	(55,8)	(53,6)	2,2	(112,5)	(91,2)	21,2
Amortização Líquida	31,7	(0,1)	(31,8)	31,4	952,8	921,4
IR/CSLL	(12,1)	(17,2)	(5,1)	(342,5)	(98,9)	243,6
Caixa Livre	208,4	142,9	(65,5)	607,2	900,5	293,3
Dividendos e JSCP	(97,4)	(36,3)	61,0	(768,8)	(366,4)	402,4
Saldo final de Caixa Controladora*	577,7	1.111,8	534,1	577,7	1.111,8	534,1
Caixa Controladas	-	92,7	92,7	-	92,7	92,7
Saldo final de Caixa Consolidado*	577,7	1.204,5	626,8	577,7	1.204,5	626,8

*Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

o 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 9,0% em relação a 2016. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR*
Base 100 – 31/12/2016



Fonte: Bloomberg

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

○ ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 07 de julho de 2017, a AES Tietê Energia comunicou o encerramento do prazo para o exercício do direito de recesso pelos 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 Acionária	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%
Eletrobras	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%	620.835.827	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%

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

○ NOVAS ENERGIAS – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A expansão das fontes renováveis intermitentes na matriz de geração elétrica brasileira, como parques eólicos e plantas solares, demanda novas soluções operacionais e tecnológicas. Em paralelo, desonerações fiscais, avanços regulatórios (como a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, aprimorada pela Resolução Normativa 687/2015) e o aumento da tarifa regulada têm contribuído para acelerar a adoção da micro e mini geração no Brasil e, assim, diversificar e descentralizar a matriz elétrica.

Em dezembro de 2015, a Companhia celebrou seu primeiro contrato de geração distribuída solar de 6,1 kWp dentro da área de concessão da AES Eletropaulo. Tal projeto entrou em operação comercial em junho/2016.

Em 2016 a AES Tietê Energia passou a oferecer soluções energéticas integradas – combinando soluções de comercialização de energia com geração distribuída e autoprodução de energia. Além dos 6,1 kWp de um contrato de geração distribuída solar que a Companhia possuía, ao longo de 2016 a Companhia celebrou mais dois contratos de geração distribuída solar totalizando 36,3 kWp, que entraram em operação ao longo de 2017.

No 3T17, a Companhia celebrou um contrato para um projeto de Carport (“estacionamento solar”). A potência é de 537,6 kWp, com início de operação estimada para o primeiro trimestre de 2018. Além disso, como forma de pioneirismo, a AES Tietê Energia instalou em sua nova sede, em Bauru, um sistema de 118 kWp, que será integrado em uma micro-rede com diversas tecnologias de energia. No total, a Companhia possui mais de 160,4 kWp em operação.

O armazenamento de energia (“*Energy Storage*”)¹⁴ é outra importante linha de negócio oferecida pela AES Tietê Energia. A AES é líder mundial em *Energy Storage*, com experiência de mais 10 anos e aproximadamente 500 MW de capacidade instalada já em operação, construção ou em estágio avançado de desenvolvimento. No início de 2018, foi concluída a fusão da divisão de *Energy Storage* da AES com a Siemens, *joint venture* denominada Fluence, que passou a ser o grande líder de *Energy Storage* no mundo. No Brasil a AES Tietê Energia é pioneira em oferecer esta solução para o mercado. A Companhia vem realizando diversos estudos e apresentações em seminários relacionados a *Energy Storage* pelo Brasil, com o objetivo de manter constante diálogo com entidades do setor elétrico para apresentar a tecnologia, suas aplicações e benefícios, bem como contribuir para o aprimoramento do modelo regulatório, visando fomentar o crescimento de soluções de armazenamento.

Com possibilidade de diversas aplicações, algumas das mais promissoras para o Brasil são: otimização de custos com reserva girante, fornecimento de confiabilidade, integração de fontes renováveis intermitentes, geração de ponta e diferimento/otimização de investimentos em linhas de transmissão e distribuição.

A usina hidráulica de Bariri será a primeira usina nacional a ser integrada a um sistema de baterias para armazenar sua geração. O projeto piloto, com capacidade de 161,4 kW em baterias de íons de lítio, será instalado no início do 1S18 para demonstrar a clientes e órgãos reguladores como os equipamentos funcionam na prática. Com isso, o Brasil passará a fazer parte do mapa mundial do armazenamento de energia.

CONTEXTO SETORIAL HÍDRICO

o ATUALIZAÇÕES REGULATÓRIAS DO SETOR HÍDRICO

o Limites máximo e mínimo do PLD

Em 22 de dezembro de 2017 foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2.364/2017, que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2018. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 40,16/MWh e R\$ 505,18/MWh, respectivamente (vs. PLD mínimo de R\$ 33,68/MWh e máximo de R\$ 533,82/MWh para o ano de 2017).

o Mudanças no cálculo do PLD

Com o objetivo de reduzir distorções no sinal de PLD, decorrente do despacho térmico fora da ordem de mérito definido na operação real do sistema, foram iniciadas discussões no setor elétrico ao longo do ano de 2016 sobre a necessidade de ajuste no parâmetro de aversão ao risco adotados nos modelos de formação do preço.

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (“CPAMP”), em reunião realizada em 18 de outubro de 2016, aprovou a utilização de patamar único para a representação do custo de déficit (“custo da falta de energia”) e de novos parâmetros do Valor Condicionado a um Dado Risco (“CVaR”), a serem aplicados no planejamento da operação e na formação de preço. Tais alterações implicam no aumento da aversão ao risco representada nos modelos computacionais.

Em fevereiro de 2017 o MME determinou que a adequação dos parâmetros do CVaR, com efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017, porém para efeitos de planejamento da expansão, o parâmetro

¹⁴ A AES possui 10 anos de experiência nesta tecnologia. Com 476 MW de sistemas de armazenamento em operação, construção ou fase final de desenvolvimento, a AES possui o maior parque de armazenamento de energia com baterias com mais de 3 milhões de MWh de serviços prestados e já está na 4ª geração da sua solução, o ADVANCION.

foi adotado imediatamente. A alteração do parâmetro lambda do CVaR de 25 para 40 está associada ao maior grau de aversão a risco que se deseja adotar. Na visão da Companhia, tal adequação é importante para que o PLD reflita, com maior precisão, a realidade das condições operativas do SIN, permitindo a incorporação dos custos dos cenários críticos no cálculo da formação de preços. Adicionalmente, espera-se que o aumento na aversão a risco deverá reduzir a necessidade de despacho por segurança energética fora da ordem de mérito. A depender da hidrologia da revisão dos parâmetros nos modelos, a expansão da oferta de energia e de linha de transmissão, da evolução e projeção da carga do SIN, o valor do PLD poderá ser afetado.

A partir da primeira semana operativa de 2018 serão representadas perdas elétricas nos modelos computacionais, conforme Consulta Pública MME nº 35/2017. A modelagem permite uma representação mais detalhada das perdas elétricas no modelo, indicando melhora das políticas de operação. Um estudo realizado pela CPAMP indicou aumento do PLD dos submercados, em torno de R\$ 11/MWh, caso a metodologia fosse aplicada em jan/17.

Conforme cronograma da CPAMP, ao longo de 2017 estudos sobre a implementação do preço horário e novas Metodologias de Aversão ao Risco estão em desenvolvimento, visando aprovação até 31 de julho de 2018 para serem consideradas na formação de preços em janeiro de 2019.

o Impactos da retração de geração hidráulica no MRE / GSF

Conforme anteriormente referenciado, o despacho hidrelétrico é definido pelo ONS, cujo modelo tem como objetivos principais o atendimento da carga e a minimização do custo total de operação do sistema.

Os geradores hidrelétricos devem manter suas usinas disponíveis para serem despachadas pelo ONS e não têm poder de decisão sobre o nível de energia gerada. Dessa forma, o risco resultante desse modelo de operação centralizada é compartilhado apenas entre os geradores hidrelétricos por meio do MRE.

No entanto, considerando a mudança da matriz energética, com maior participação de usinas termelétricas, maior participação das fontes renováveis (eólica, biomassa e solar) e de fatores que estão fora do controle dos geradores, tais como o despacho fora da ordem de mérito, a retração do consumo e a importação de energia de países vizinhos, os geradores hidrelétricos ficam expostos, de forma involuntária, a um risco muito superior ao previamente considerado em suas estratégias de contratação.

Assim, desde o final de 2012, a geração das usinas hidráulicas participantes do MRE tem sido menor do que as suas respectivas garantias físicas, resultando em um GSF menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das garantias físicas das usinas hidrelétricas para efeito da contabilização na CCEE, gerando exposição dos geradores hidroelétricos ao mercado.

As liminares obtidas por agentes do setor elétrico limitaram ou neutralizaram o impacto do deslocamento hidrelétrico para algumas usinas pertencentes ao MRE. A Associação dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (“APINE”) obteve em 1º de julho de 2015, uma liminar favorável a todas as geradoras elétricas representadas pela associação no âmbito da Ação Judicial, entre elas a AES Tietê Energia. Em 07 de fevereiro de 2018, a Ação Judicial foi julgada improcedente em primeira instância e, conseqüentemente, revogou os efeitos da liminar que protegia as empresas associadas da APINE dos efeitos do GSF no MRE. Em 14 de fevereiro de 2018, foram opostos embargos de declaração pela APINE, buscando a preservação dos efeitos produzidos pela liminar até a sentença, até o julgamento definitivo da ação. Em 16 de fevereiro, houve decisão dos Embargos de Declaração da APINE, cassando esta liminar, mas preservando, contudo, os efeitos produzidos pela mesma durante 2015 a 2017 até o julgamento definitivo do processo em segunda instância. Desde 1º de julho de 2015 até 31 de dezembro de 2017 a Companhia acumula um saldo de R\$ 711,0 milhões referente à liminar, sendo este valor líquido de inadimplência nas liquidações.

- o **Consulta Pública nº 33 do MME: Aprimoramento do setor elétrico**

O MME abriu Consulta Pública (“CP”), por meio da Portaria MME nº 254/2017, de 05 de julho de 2017. De forma a construir uma visão de futuro, contemplando elementos básicos que levem a um modelo adaptado às pressões externas às quais o Setor Elétrico Brasileiro é exposto e garantir sua sustentabilidade no longo prazo orientar, o MME elaborou propostas específicas capazes de instrumentalizar os conceitos em medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico que permitam um primeiro aprimoramento de seu marco regulatório e comercial, considerando, (i) decisões que orientam a reforma e elementos de coesão; (ii) aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico; (iii) alocação adequada de custos entre os agentes; e (iv) medidas de sustentabilidade.

No âmbito do segmento de geração, a proposta de maior destaque foi direcionada à solução ao GSF que propõe compensar as companhias pelos custos relacionados à GFOM, ao atraso de transmissão e a motorização acelerada dos projetos estruturantes desde janeiro de 2013 desde que as geradoras finalizem as disputas legais para isenção ou mitigação do risco hidrológico e efetuem o pagamento do montante. Tal compensação seria feita por meio de uma extensão do contrato de concessão a ser determinado pela própria ANEEL baseado no Valor Presente Líquido do montante desembolsado pela geradora.

A Consulta Pública também propõe a ampliação do Mercado Livre, reduzindo gradualmente a carga mínima de acesso de consumidores neste ambiente de contratação a partir de 2020, o que potencialmente poderá trazer maior acessibilidade a diferentes tipos de consumidores e aumentar o mercado de comercialização para as geradoras de energia.

O período de contribuição se encerrou no dia 17 de agosto e o MME enviou à Presidência da República os resultados da CP em fevereiro 2018. Esses resultados estão alinhados em linhas gerais às propostas da referida CP.

- o **Consulta Pública nº 42 do MME: Implantação de preço horário no mercado de curto prazo**

O MME abriu Consulta Pública, por meio da Portaria MME nº 446/2017, de 11 de novembro de 2017 para discussão de preço horário no mercado de curto prazo. O preço horário de energia, sendo base das negociações e comercialização, poderá criar diversas oportunidades de novos negócios, produtos e serviços. Tais impactos e oportunidades se darão nos diversos segmentos do setor elétrico, como geração, comercialização, consumo e serviços.

Com o sinal horário de preços, os Geradores, por exemplo, podem ser incentivados a implementar diferentes tecnologias de geração para atendimento a uma determinada necessidade do sistema, como, por exemplo, o atendimento à ponta por meio de Geração Distribuída (GD).

No que diz respeito ao planejamento e definição da expansão da oferta, o preço horário poderá ser considerado na valoração dos atributos de usinas participantes de leilões de energia no momento da definição da oferta. Neste sentido, fontes que tem maior capacidade de atender o sistema em momentos de restrição elétrica, atendimento à ponta ou em momentos de crise hídrica quando o PLD estaria mais elevado, seriam mais adequadamente valoradas na contratação de energia nos leilões. Adicionalmente, podem ser criados produtos diferenciados nos leilões, contemplando, por exemplo, produtos específicos para atendimento a algumas horas, podendo estimular, por exemplo, leilões de atendimento à ponta ou de usinas de partida rápida.

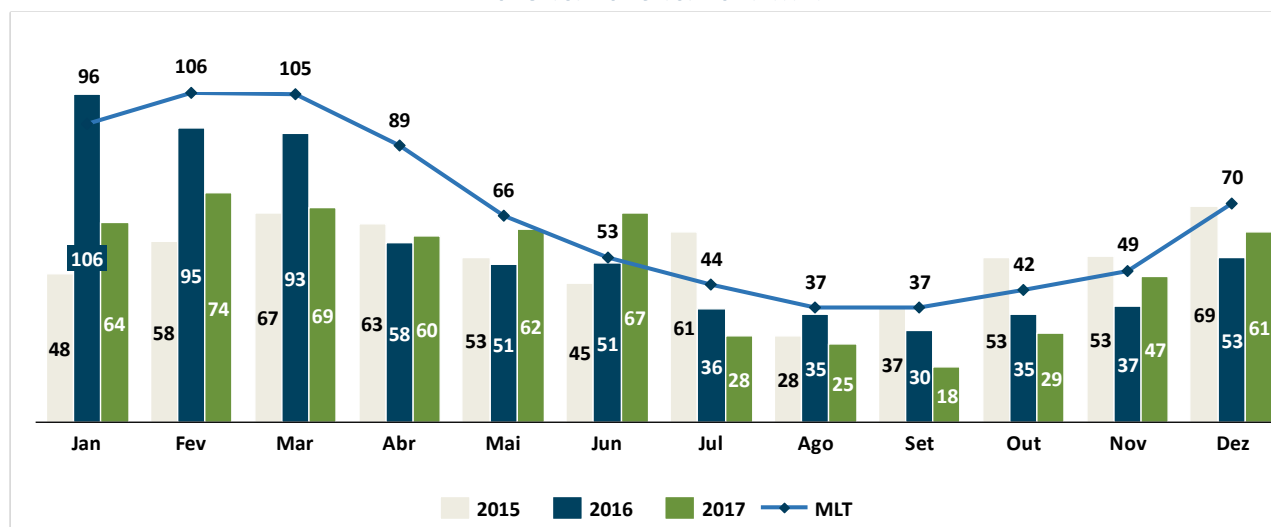
Diante do exposto, a AES Tietê Energia entende que a implementação do preço horário trará grandes oportunidades para todos os Agentes do setor, além de alavancar a introdução de novas tecnologias. No entanto, em se tratando de alteração na base da precificação, da otimização da operação e da comercialização de energia, é de extrema relevância que qualquer implantação resultante desta Consulta

Pública e que exija regulamentação específica seja amplamente discutida a fim de verificar seus impactos imediatos e futuros ao Setor Elétrico Brasileiro.

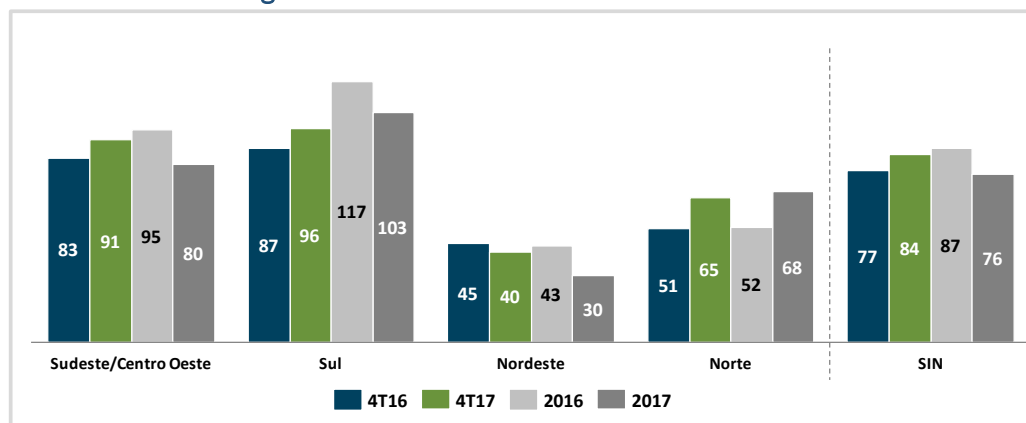
DESEMPENHO DO SETOR HÍDRICO

ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN

Energia Natural Afluente no SIN - GWm
2015 vs. 2016 vs. 2017 MLT



Energia Natural Afluente nos Submercados - % MLT



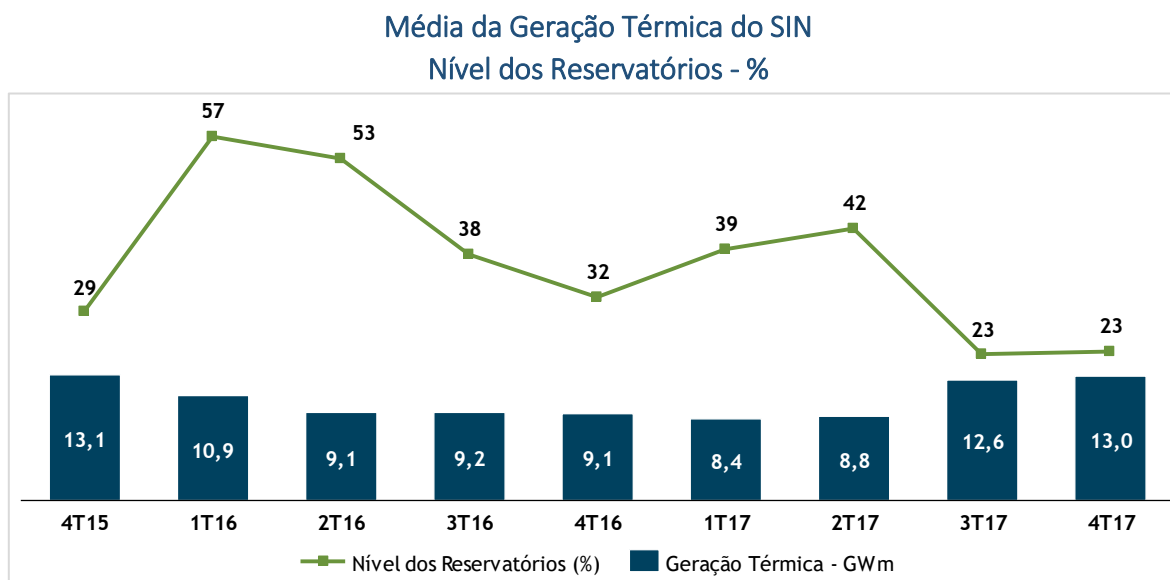
Fonte: ONS

GERAÇÃO TÉRMICA

O gráfico a seguir ilustra a evolução da geração térmica do SIN desde o 4T15 até o 4T17.

É possível observar que desde o 2T17 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 GWm vs. 9,1 GWm 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.



Fonte: ONS

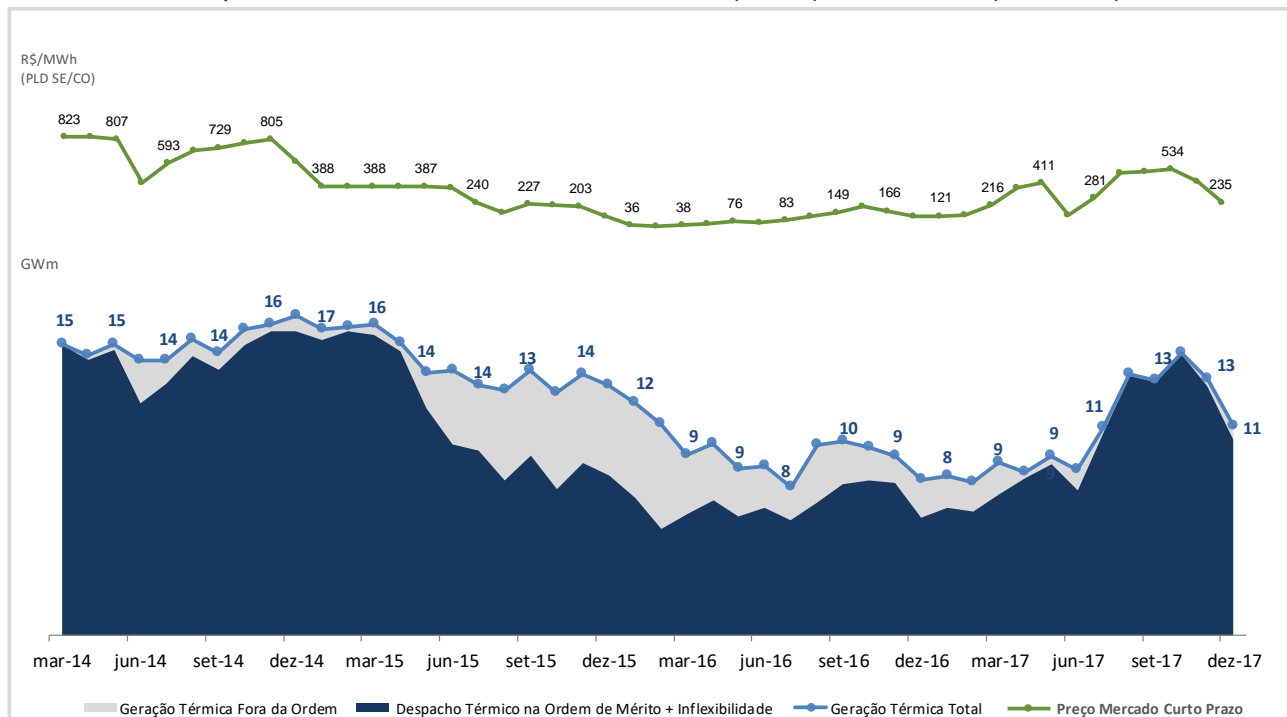
O gráfico a seguir mostra um comparativo entre o despacho térmico dentro e fora da ordem de mérito registrado para o SIN desde março de 2014 até dezembro de 2017. Como é possível observar, entre maio de 2015 e agosto de 2017 verificou-se um aumento relevante do despacho fora da ordem de mérito, o que interfere na 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 por meio 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 nos. 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. Entre março de 2016 e 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 a 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 fora da ordem de mérito (GWm) x PLD SE/CO (R\$/MWh)



Fonte: ONS.

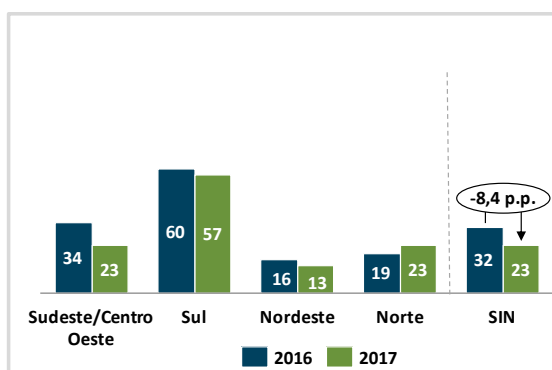
*Dado de dezembro de 2017 preliminar.

CARGA DO SIN

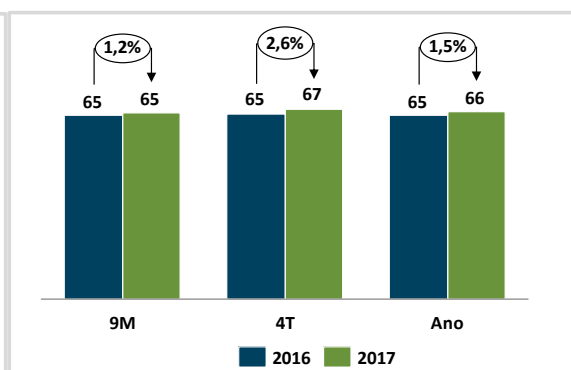
No gráfico a seguir é possível observar que a carga do SIN sofreu um aumento de 2,6% no 4T17 vs. 4T16 e um aumento de 1,5% no ano, o que é refletido no aumento do despacho térmico neste mesmo período conforme mencionado. O nível dos reservatórios no SIN apresentou queda de 8,4 p.p. na comparação dos 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 (dez/16).

Nível dos Reservatórios - %



Carga no SIN - GWm



○ DIFERENÇA DE PREÇO ENTRE SUBMERCADOS, EXCEDENTE E EXPOSIÇÃO FINANCEIRA

As diferenças de PLD entre os submercados derivam dos limites de intercâmbios energéticos entre as regiões do SIN, dadas as restrições operativas dos sistemas de transmissão dessas regiões. Elas dão origem ao excedente financeiro e às exposições financeiras verificadas pela CCEE.

○ Excedente financeiro, Exposição financeira e Alívio da Exposição Financeira

As transações de energia dentro do MRE estão sujeitas às diferenças de preço entre os submercados. Nas transferências entre os geradores pode haver um déficit no mecanismo relacionado à transferência de energia de geradores em um submercado mais barato para outro mais caro. Esse efeito é denominado na contabilização da CCEE de exposição financeira, que pode ser negativa ou positiva.

A eventual exposição financeira negativa residual no MRE é aliviada pelo excedente financeiro gerado no intercâmbio físico entre os submercados. Caso tal excedente não seja suficiente para cobrir a exposição financeira negativa no MRE, o saldo residual é dividido entre todos os geradores do mecanismo.

No 1T17, toda exposição financeira negativa, quando verificada no MRE, foi totalmente neutralizada. Já no 2T17 toda exposição financeira foi neutralizada, com saldo positivo líquido de R\$ 9,5 milhões referente a alívio financeiro retroativo de exposições remanescentes da Companhia.

De julho a dezembro de 2017, o PLD esteve equalizado em todos os submercados, sem exposição financeira.

Vale ressaltar que a Companhia poderá estar sujeita ao risco de diferença de preços entre submercados caso opte por vender energia fora do submercado no qual a sua garantia física está localizada. Neste caso, verificando essa diferença de preços, a Companhia deverá assumir a variação positiva ou negativa de preços no mercado de curto prazo. A Companhia poderá também efetuar operações comerciais para mitigar o risco de exposições à diferença de preços entre submercados.

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

○ SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais compromissos socioambientais da AES Tietê Energia está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população no entorno das usinas.

Como parte do Programa de Segurança, a Companhia certificou novamente o sistema de gestão integrado na OHSAS 18001:2007 e ISO 14001:2015 sem apontamento de não conformidades.

É importante destacar que, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população que vive no entorno das operações.

Metas	Indicadores	2016	2017
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0	0
Registrar taxa de acidentes LTI* abaixo de 0,01 (taxa de incidentes com tempo perdido - acidentes fatais e acidentes típicos com perda de dias de trabalho)	LTI Rate*- próprios	0	0
	LTI Rate*- contratados	0,37	0,31
Registrar taxa de acidentes Recordable* abaixo de 0,64 (taxa de acidentes registráveis - inclui acidentes fatais, LTI e acidentes típicos sem perda de dias de trabalho)	Recordable Rate*- próprios	0	0
	Recordable Rate*- contratados	0,75	0,46
Zero acidentes com a população	Nº de acidentes fatais	0	0
	Nº de acidentes totais	0	0

*As taxas de acidentes LTI e Recordable são calculadas a partir de critérios da *Occupational Safety and Health Administration* (OSHA), agência norte-americana de segurança e saúde ocupacional.

Em relação ao ano de 2017, foram evitadas 223 tCO₂e devido, principalmente, à redução do consumo próprio de energia das usinas quando comparado com o mesmo período do ano passado.

Meta	Indicador de Desempenho	2016	2017
Evitar as emissões de CO ₂ e a partir da redução de 170 MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio.	MWh de consumo próprio de energia elétrica*	8.467	6.338

*O acompanhamento das emissões de gases de efeito estufa pelo consumo próprio de energia das usinas restringe-se ao consumo dos alimentadores que estão ligados às subestações, apenas. Em consonância com a metodologia utilizada pelo Governo Federal para o cálculo do fator de emissão da matriz elétrica nacional, considera-se a energia proveniente do SIN (Sistema Interligado Nacional). Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao mês de setembro de 2017 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. A média do fator dos meses julho e agosto de 2017 foi utilizado nas estimativas de gases de efeito estufa deste trimestre.

o COLABORADORES

Ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar é um dos objetivos traçados pelo Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. O foco é garantir que os colaboradores se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade.

Neste ano de 2017, a AES Tietê Energia foi reconhecida pelo segundo ano consecutivo como uma das 150 Melhores Empresas para Trabalhar segundo o Guia Você S/A.

o COMUNIDADE

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 e recursos próprios.

Em 2017 a nossa atuação social foi desenvolvida em parceria com o Instituto AES. A partir de 2018, devido a mudanças na estratégia do Grupo AES Brasil, a gestão das iniciativas sociais e culturais passará a ser realizada pela companhia, de forma ainda mais conectada com o posicionamento da AES Tietê, sendo encerrada a operação do Instituto AES.

Até 31 de dezembro de 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.

No 4T17 foram realizados novos aportes pela AES Tietê Energia para projetos que serão realizados em 2018, por meio de mecanismos de incentivos fiscais previstos em lei. Para projetos culturais e educacionais, serão realizados projetos que totalizam R\$ 1,3 milhão (Lei Rouanet). Também será realizado um projeto esportivo, por meio da Lei de Incentivo ao Esporte, por meio de aporte R\$ 321 mil. Além disso, foram realizadas doações pela Companhia a Fundos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente e a Fundos Municipais dos Direitos dos Idosos no valor de R\$ 640 mil.

o MAIS INFORMAÇÕES

Para informações detalhadas e outros resultados socioambientais consulte o Relatório de Sustentabilidade 2017, clicando [aqui](#).

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS

Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2017	31/12/2016	Balanco Patrimonial (R\$ milhões)	31/12/2017	31/12/2016
Ativo Total	6.817,9	4.099,6	Passivo Total e Patrimônio Líquido	6.817,9	4.099,6
Ativo Circulante	1.578,6	776,5	Passivo Circulante	1.996,3	827,9
Caixa e Equivalentes de Caixa	134,6	72,1	Fornecedores	843,1	411,8
Investimentos de Curto Prazo	1.069,9	505,5	Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.014,4	255,8
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	313,2	146,9	Conta de ressarcimento	26,5	0,0
Tributos e Contribuições Sociais	32,7	44,3	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	34,7	49,2
Contas a Receber de Partes Relacionadas	0,0	4,9	Outros Tributos a Pagar	9,8	14,2
Outros Créditos	6,7	2,1	Dividendos e Juros sobre Capital Próprio a Pagar	11,6	52,6
Cauções e depósitos vinculados	7,6	0,6	Obrigações Sociais e Trabalhistas	23,3	22,3
Instrumentos financeiros derivativos	14,0	0,0	Provisões para Processos Judiciais e Outros	3,1	1,6
Ativo Não Circulante	5.239,3	3.323,1	Encargos Setoriais	20,4	18,2
Consumidores, Revendedores e Concessionárias	13,1	13,1	Outras Obrigações	9,5	2,3
Conta de ressarcimento	1,3	0,0	Passivo Não Circulante	3.263,9	1.693,5
Outros Tributos Compensáveis	0,5	0,7	Empréstimos, financiamentos e debêntures	2.575,2	1.190,8
Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	1,6	0,0	Conta de ressarcimento	22,2	0,0
Tributos a Recuperar	140,9	159,7	Tributos e Contribuições Sociais Diferidos	409,4	393,8
Cauções e Depósitos Vinculados	213,6	4,5	Obrigações com Entidade de Previdência Privada	4,0	8,0
Instrumentos financeiros derivativos	0,1	0,0	Obrigações Sociais e Trabalhistas	0,3	0,2
Outros Créditos	1,9	0,0	Provisões para Processos Judiciais e Outros	134,4	72,0
Imobilizado	4.722,1	3.089,3	Encargos Setoriais	8,5	16,8
Intangível	144,2	55,9	Outras Obrigações	109,9	12,1
			Patrimônio Líquido	1.557,7	1.578,1
			Capital Social	416,6	416,6
			Reserva de Capital	198,5	198,1
			Reserva de Lucros	139,5	108,0
			Reserva legal	83,3	73,4
			Proposta de distribuição de dividendos adicionais	56,1	34,5
			Ajustes de avaliação patrimonial	801,7	858,7
			Outros Resultados Abrangentes	1,4	(3,3)
			Ações em tesouraria	(0,1)	0,0

Demonstração dos Resultados (R\$ milhões)	4T17	4T16	Var (%)	2017	2016	Var (%)
Receita Operacional Líquida	466,1	363,7	28,2%	1.728,1	1.561,3	10,7%
Custos e Despesas Operacionais	(333,1)	(237,4)	40,3%	(1.096,5)	(917,0)	19,6%
Compra de Energia Elétrica	(136,2)	(60,0)	127,0%	(430,9)	(317,6)	35,7%
Encargos de Uso de Transmissão e Conexão	(36,2)	(29,6)	22,3%	(128,6)	(112,6)	14,2%
Taxa de Fiscalização	(1,9)	(1,7)	13,5%	(7,0)	(6,9)	2,5%
CFURH	(10,8)	(18,8)	-42,9%	(50,4)	(75,1)	-33,0%
Pessoal	(30,4)	(25,1)	20,9%	(113,1)	(98,0)	15,4%
Entidade de Previdência Privada	(1,4)	(0,7)	113,1%	(4,6)	(1,3)	242,7%
Material	(7,2)	(2,8)	152,9%	(16,3)	(8,4)	93,1%
Serviços de Terceiros	(35,3)	(23,4)	50,7%	(107,1)	(89,8)	19,3%
Depreciação e Amortização	(65,5)	(43,7)	50,0%	(199,4)	(161,0)	23,8%
Provisões Operacionais	(0,1)	(26,3)	-99,5%	(4,0)	(27,1)	-85,2%
Outras despesas (Receitas) Operacionais	(8,1)	(5,2)	55,5%	(35,2)	(19,1)	84,2%
Lucro Bruto	133,1	126,3	5,3%	631,6	644,4	-2,0%
EBITDA	198,6	170,0	16,8%	831,0	805,4	3,2%
Amortização de intangível e mais valia gerado em aquisições	(1,0)	0,0	0,0%	(1,0)	0,0	0,0%
Receita (Despesa) Financeira	(90,7)	(34,9)	159,7%	(203,8)	(135,8)	50,1%
Receitas Financeiras	21,9	16,8	30,3%	91,4	87,5	4,5%
Despesas Financeiras	(113,1)	(51,4)	119,9%	(296,5)	(231,8)	27,9%
Variações Cambiais	0,6	(0,3)	-317,9%	1,2	8,5	-85,7%
Resultado Antes dos Tributos	41,4	91,4	-54,7%	426,8	508,6	-16,1%
Imposto de Renda e Contribuição Social	0,4	(9,8)	-104,3%	(96,7)	(114,2)	-15,4%
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1,5	1,5	2,9%	(31,8)	(35,8)	-11,1%
Lucro Líquido	43,4	83,1	-47,8%	298,3	358,5	-16,8%

GLOSSÁRIO

ACL (Ambiente de Contratação Livre) – O Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou Mercado Livre é o segmento do setor elétrico no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais com condições, preços e volumes livremente negociados entre geradores, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres convencionais, entre eles segmentos industriais eletro-intensivos, além de grandes plantas industriais, como a automobilística, alimentícia, siderúrgica e química.

ACR (Ambiente de Contratação Regulada) - No Ambiente de Contratação Regulada – ACR, os Agentes de Distribuição, por meio de leilões públicos promovidos pelo Poder Concedente (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL) e operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, adquirem a energia elétrica para atender seu mercado (consumidores cativos).

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Capacidade instalada dos sistemas interligados – É o somatório das potências nominais das centrais geradoras e instalações de importação de energia em cada um dos sistemas interligados das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Neste último caso não é considerada a potência nominal relativa à Itaipu Binacional.

Capacidade instalada nacional – É a soma das capacidades instaladas dos sistemas interligados, acrescida das capacidades instaladas dos sistemas isolados.

CCEAR (Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado) - É um contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica e respectiva potência associada, celebrado entre o agente vendedor e o agente de distribuição no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), como decorrência dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. Atua sob autorização do Poder Concedente e da regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

CDI (Certificado de Depósito Interbancário) - Taxa de referência no mercado de juros, originada da média negociada entre instituições financeiras.

CETESB (Companhia Ambiental do Estado de São Paulo) – Agência do governo responsável pelo controle, fiscalização, e licenciamento de atividades geradoras de poluição, com a preocupação de preservar e recuperar a qualidade das águas, do ar e do solo.

CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) – Instrumento que busca ressarcir financeiramente os municípios atingidos pela água dos reservatórios das hidráulicas.

CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) – Na condição de órgão de assessoramento do Presidente da República, o conselho formula políticas e diretrizes energéticas.

COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) – Contribuição federal, de natureza tributária, incidente sobre a receita bruta das empresas. Em geral é destinada a financiar a seguridade social.

COGE - Centro de Operações da Geração e Eclusas.

Contrato bilateral – Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CVaR (Conditional Value at Risk) – medida utilizada para avaliação objetiva do risco de um portfólio que indica o valor esperado das perdas financeiras condicionado ao fato destas serem superiores a um limiar.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

ENA (Energia Natural Afluente) - Medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

Energia Secundária – Energia resultante do processamento de energia primária (que é natural e renova a si mesma) nos centros de transformação.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

Garantia Física (Garantia Assegurada) – É a quantidade máxima de produção de energia elétrica que pode ser mantida pelas usinas hidráulicas durante um determinado período de tempo, admitindo a ocorrência de todo possível risco, como a variabilidade hidrológica.

GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física) – O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) – Agência do governo responsável pela preservação, controle, fiscalização e conservação da fauna e flora, além de realizar estudos sobre o ambiente e conceder licenças ambientais para empreendimentos que possam impactar na natureza.

IEE (Índice de Energia Elétrica) – Índice setorial da B3 que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) – Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) – Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil,

considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) – Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BMF&BOVESPA sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

MCS D (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) – Processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e déficits de montantes de energia contratados no ACR.

Mercado de curto prazo – Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

MME (Ministério de Minas e Energia) - Órgão que atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE

MRA (Mecanismo de Redução de Energia Assegurada) – Avalia se as usinas participantes do MRE cumpriram os requisitos de disponibilidade estabelecidos pelo ONS. A avaliação é feita por meio de uma comparação entre os parâmetros verificados de interrupções programadas e forçadas em relação aos parâmetros de referência estabelecidos pela ANEEL. Quando os valores verificados superam os valores de referência, há redução da Garantia Física da usina apenas para fins de aplicação do MRE, não reduzindo o recurso da usina que pode ser comercializado.

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. O ONS tem como objetivos principais o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema. Outra responsabilidade da instituição é a definição das condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

PIS (Programa de Integração Social) – Tem a finalidade de promover a integração do empregado com o desenvolvimento da empresa em que trabalha. Por meio do cadastramento no programa, o trabalhador recebe um número de inscrição que possibilita consulta e saques de benefícios sociais.

PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) – Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afluências.

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW e com reservatório de até 3km².

Sazonalização – A sazonalização admite que o volume de energia entregue para fins de lastro varie ao longo do ano, de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia. A variação normalmente acontece de acordo com as diferentes estações climáticas do ano.

SIN (Sistema Interligado Nacional) – Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidráulicas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração

e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

Submercado - Dado as diferenças entre as características da malha de transmissão do SIN, as regiões que tem maiores semelhanças geoeletricas são agrupadas, formando assim um submercado, que é diferente da divisão geopolítica comumente utilizada

TAR (Tarifa Atualizada de Referência) - É utilizada para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. A tarifa é reajustada anualmente com base no IPCA.

TEO (Tarifa de Energia de Otimização) – Utilizada para valoração das transações do MRE estabelecida pela ANEEL.

TUSDg (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para as geradoras) – Tarifa destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição.

UHEs (Usina Hidrelétrica de Energia) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 30.000 KW, com área total de reservatório superior a 3,0 Km.

VN (Valor Normativo) – Custo de referência para cotejamento entre preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas.