

Divulgação de Resultados

2º TRI 2017



AES TIETÊ ENERGIA CONCLUI AQUISIÇÃO DO PARQUE EÓLICO ALTO SERTÃO II E ASSINA CONTRATO DE AQUISIÇÃO DO PARQUE SOLAR BOA HORA

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Como parte da nossa estratégia de crescimento de, até 2020, compor 50% do EBITDA da Companhia com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo, e de criação de valor para os nossos acionistas, em agosto de 2017 concluímos com sucesso todas as etapas necessárias para a aquisição da totalidade das ações da Nova Energia Holding S.A., detentora, por meio da Renova Eólica Participações S.A., do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia. O Complexo possui capacidade instalada de 386,1 MW e energia contratada por 20 anos, cujos contratos expiram em 2033 e 2035. Adicionalmente, assinamos o contrato de aquisição do Complexo Solar Boa Hora, com capacidade total projetada de 91 MWp (75 MWca) e início de operação previsto para 01 de novembro de 2018. O objetivo desta última aquisição é transferir a outorga/construção do projeto para o Estado de São Paulo.

Em linha com o posicionamento adotado no último trimestre, em relação à nossa estratégia de comercialização, mantemos uma abordagem flexível com o objetivo de minimizar os impactos do risco hidrológico sobre nossa margem comercial, considerando a expectativa do GSF para 2017. Desta forma, realizamos a descontração de uma parcela da nossa energia em 2017 e compramos novos contratos de energia, com o objetivo de mitigar uma eventual exposição ao mercado *spot*. Como resultado, o nosso nível de contratação em 2017 passou de 88%, conforme reportado no 4T16, para 80% no 2T17. No longo prazo, entretanto, mantemos nossa estratégia de aumentar a contratação de forma que nosso nível de contratação está em 77%, 52%, 39%, e 16% para os anos de 2018, 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Quanto às condições hidrológicas do trimestre, apesar do aumento no nível de afluência do Sistema Interligado Nacional ("SIN") na comparação trimestral (91,0% da MLT no 2T17 vs. 78,5% da MLT no 2T16), o nível dos reservatórios do SIN apresentou queda de 10,9 p.p. (42,4% em junho de 2017 vs. 53,3% em junho de 2016). Esta queda também pode ser verificada no nível de reservatórios da Companhia, que fechou o 2T17 com 80,6% da sua capacidade, nível inferior em 11,0 p.p. ao 2T16 (91,6%). Como consequência, o volume de energia gerada também reduziu em 11,5% (2.673,9 GWh no 2T17 vs. 3.019,9 GWh no 2T16) e o rebaixamento médio do MRE também aumentou, passando de 10,7% no 2T16 para 16,4% no 2T17.

Em relação ao desempenho financeiro, no 2T17 nossa receita bruta teve um desempenho 2,7% inferior àquela verificada no 2T16, principalmente devido ao menor volume de energia faturada no âmbito do mercado livre. Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, tiveram um aumento de 9,5% na comparação com o 2T16, principalmente em função de eventos não recorrentes e maiores despesas com pessoal.

Pelos fatores expostos acima, registramos um EBITDA positivo de R\$ 212,9 milhões (com margem de 53,3%) queda de 11,9% quando comparado ao EBITDA de R\$ 241,8 milhões (com margem 58,7%) registrado no 2T16. O lucro líquido totalizou R\$ 91,0 milhões no 2T17 resultado 11,8% inferior ao obtido no 2T16. Com base neste lucro auferido, foi aprovada a distribuição de R\$ 102,4 milhões de dividendos intermediários, correspondentes a 113% do lucro líquido do trimestre.

Por fim, em 05 de julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia ("MME") abriu Consulta Pública com o objetivo de discutir propostas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico em busca de um aprimoramento regulatório e comercial. Ainda estamos em processo de avaliação das propostas, mas de maneira geral, consideramos a iniciativa positiva para o setor.

AES Tietê Energia S.A. - R\$ milhões	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Receita Bruta	465,5	453,0	-2,7%	898,3	908,8	1,2%
Receita Líquida	412,1	399,4	-3,1%	795,2	802,6	0,9%
Custos e Despesas Operacionais ¹	170,3	186,5	9,5%	374,4	330,6	-11,7%
EBITDA	241,8	212,9	-11,9%	420,8	471,9	12,1%
Margem EBITDA - %	58,7%	53,3%	-5,4 p.p.	52,9%	58,8%	5,9 p.p.
Lucro Líquido	103,1	91,0	-11,8%	177,6	217,0	22,2%
Margem Líquida - %	25,0%	22,8%	-2,2 p.p.	22,3%	27,0%	4,7 p.p.
Patrimônio Líquido	1.678,4	1.628,4	-3,0%	1.678,4	1.628,4	-3,0%
Dívida Líquida	1.059,7	829,0	-21,8%	1.059,7	829,0	-21,8%
Geração de caixa operacional	259,6	223,8	-13,8%	590,0	460,8	-21,9%

¹ não inclui depreciação

Índices	2T16	2T17	Var (%)
Lucro Líq./ PL	1,5x	1,4x	-0,1 p.p.
Dívida Líquida/ PL	0,6x	0,5x	-0,1 p.p.
Dívida Líquida/ EBITDA ajustado ^{1,2}	0,9x	1,0x	0,1 p.p.
EBITDA ajustado ^{1,2} / Desp.Financ. Ajustado	4,7x	4,4x	-0,3 p.p.

¹ últimos 12 meses

² relacionada ao serviço da dívida

Dados Operacionais	2T16	2T17	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.019,9	2.673,9	-11,5%
Preço Médio Contratação ¹ (R\$/MWh)	143,8	161,4	12,2%
Investimentos - R\$ milhões	26,5	30,3	14,3%
Colaboradores próprios	353	403	14,2%

¹ Contratos do Mercado Livre e Regulado

RESULTADOS

2T17

Teleconferência de resultados

09.08.2017
10h00 (BRT) e 09h00 (EST)

Código: AES Tietê

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em: ri.aestiete.com.br

Índice

DESTAQUES	3
CONTEXTO SETORIAL	4
PERFIL	9
DESEMPENHO DO SETOR	11
EFICIÊNCIA OPERACIONAL E COMERCIAL	15
DESEMPENHO FINANCEIRO	20
REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS	29
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	37
DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	39
GOVERNANÇA CORPORATIVA	44
ANEXOS / GLOSSÁRIO	47

TIET11: R\$ 14,50 (07/08/2017)

VALOR DE MERCADO: R\$ 5,528 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 1,768 milhões

São Paulo, 07 de agosto de 2017 - AES Tietê Energia S.A. ("Companhia" ou "AES Tietê Energia") (B3: TIET3, TIET4 e TIET11) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2017 ("2T17"). 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 2T17

Hidrologia

- Afluência do SIN no 2T17 de 91,0% da MLT¹ (vs. 78,5% no 2T16) e de 90,4% da MLT na região SE/CO no 2T17 vs. 89,9% da MLT no 2T16;
- Nível dos reservatórios do SIN encerrou o 2T17 em 42,4%, inferior em 10,9 p.p. ao 2T16 (53,3%); e
- Rebaixamento médio de 16,4% no MRE no 2T17 vs. 10,7% no 2T16.

Regulatório

- Em junho de 2017, o MME abriu duas Consultas Públicas de reorganização e aprimoramento do setor elétrico, visando a modernização e racionalização econômica do setor elétrico.

Operacional

- Volume de energia gerada pelas usinas da AES Tietê Energia de 2.673,9 GWh no 2T17, 11,5% inferior àquilo gerado no mesmo período de 2016 (3.019,9 GWh); e
- Nível dos reservatórios da Companhia encerrou o 2T17 em 80,6%, inferior em 11,0 p.p. ao 2T16 (91,6%).

Comercial

- Preço *spot* do submercado SE/CO encerrou o 2T17 em R\$ 124,70/MWh, um aumento de R\$ 63,38/MWh em relação ao 2T16 (R\$ 61,32/MWh); e
- Nível de contratação da Companhia totalizou 80%, 77%, 52%, 39% e 16% do total de energia disponível da Companhia para os anos de 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021, respectivamente.

Financeiro

- Receita líquida de R\$ 399,4 milhões no 2T17, 3,1% inferior ao 2T16 (R\$ 412,1 milhões);
- Custos e despesas operacionais, excluindo depreciação, totalizaram R\$ 186,5 milhões no 2T17, 9,5% superiores aos R\$ 170,3 milhões registrados no 2T16;
- PMSO reportado totalizou R\$ 75,0 milhões no 2T17, um aumento de 53,2% vs. 2T16 (R\$ 48,9 milhões);
- EBITDA de R\$ 212,9 milhões no 2T17 vs. R\$ 241,8 milhões no 2T16; Lucro líquido de R\$ 91,0 milhões no 2T17 vs. R\$ 103,1 milhões no 2T16; e
- Distribuição de R\$ 102,4 milhões de dividendos no 2T17 - *Dividend yield*² de 1,9% e *Payout* de 113%.

Estratégia de Crescimento

- Conclusão da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, localizado no Estado da Bahia, com capacidade instalada de 386,1 MW contribuindo com a estratégia de diversificação e crescimento da Companhia; e
- Assinatura do contrato de aquisição do Complexo Solar Boa Hora, com capacidade total projetada de 91 MWp (75 MWca³) e início de operação previsto para 01 de novembro de 2018.

Reconhecimentos

- Vencedora do Troféu Transparência 2017 no Prêmio ANEFAC⁴ que reconhece as empresas com as demonstrações financeiras mais transparentes do Brasil.

¹ Média de longo termo.

² Considera o preço médio ponderado das *units* da Companhia no 2T17.

³ Corrente alternada.

⁴ Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade.

CONTEXTO SETORIAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao SIN, que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do país. As atividades de coordenação e controle da operação são executadas pelo ONS, que procura manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança em todo o país.

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

De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), o volume total da energia gerada através do SIN é alocada para cada usina participante desse mecanismo de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física⁵ (“energia assegurada”). Essa alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE atinjam seus níveis de energia assegurada, independentemente da produção real. Se, após essa alocação, todos os participantes do MRE atingirem suas respectivas garantias físicas e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, denominado “Energia Secundária”, é alocado proporcionalmente entre os geradores. A energia secundária alocada, será liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”).

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física das usinas do SIN, esse déficit também é rateado proporcionalmente entre os participantes do MRE através do *Generation Scaling Factor* (“GSF”), efeito conhecido como “Rebaixamento” da garantia física no MRE. Esse rebaixamento pode resultar em exposições ao mercado de energia de curto prazo e conseqüentemente ao PLD.

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

Adicionalmente, as usinas despachadas pelo ONS estão sujeitas à aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (“MRA”). O MRA verifica se as usinas participantes do MRE cumpriram ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Estes cálculos são feitos considerando os parâmetros de interrupções programadas e forçadas, verificados em relação aos parâmetros de referência da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). Caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade pelas usinas, a garantia física é ajustada, podendo gerar exposições ao mercado de energia de curto prazo.

Os efeitos do MRA, de alocações do MRE e da redução do GSF ou da energia secundária são calculados e contabilizados por meio da CCEE.

⁵ A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, é a quantidade de energia que uma usina é permitida a comercializar.

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia, de acordo com as regras vigentes, é realizada em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Livre (“ACL”) e o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”). No ACL, os contratos de compra e venda de energia elétrica são negociados entre geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Os contratos podem ser de curto, médio ou longo prazo e o preço e o volume são negociados livremente entre as partes envolvidas.

Consumidores livres convencionais são aqueles que possuem demanda mínima contratada igual ou superior a 3 MW e podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) mediante livre negociação, adquirindo energia com qualquer fonte, incentivada e/ou convencional. A fonte incentivada advém de Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”), Usinas Térmicas de Biomassa, Eólicas e Solares de até 30 MW. A fonte convencional inclui grandes usinas hidrelétricas ou termelétricas que possuem demanda contratada acima de 30 MW.

Consumidores especiais, são aqueles cuja demanda está entre 500 kW e 3 MW. Estes são obrigados a adquirir energia de fontes incentivadas especiais (Eólica, Biomassa, PCH ou Solar).

No ACR a venda da energia ocorre somente por meio de leilões de compra e venda de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL. Os contratos negociados nesse ambiente são denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (“CCEAR”) e as condições contratuais são reguladas pela ANEEL. O preço desses contratos é estabelecido a cada leilão de energia.

Os contratos celebrados nesses ambientes são liquidados e contabilizados pela CCEE, que também apura a energia produzida pelas usinas participantes do MRE e a garantia física disponível para contratação. A eventual diferença é liquidada no mercado *spot* (“mercado de curto prazo”) com o objetivo inicial de atender ao MRE e às geradoras que não conseguiram produzir energia suficiente para suprir os seus contratos de energia. Em um segundo momento, caso haja um excedente de geração, a energia gerada (“energia secundária”) pode ser liquidada no mercado *spot* ao valor do PLD.

REGULAÇÃO

Revisão da Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos

A determinação da garantia física é de fundamental importância para os agentes do setor elétrico.

De acordo com o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, a garantia física de um empreendimento de geração, definida pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia associadas ao empreendimento, que poderão ser utilizadas para comercialização.

Por sua vez, o mesmo Decreto, determina que o MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), disciplina a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), por meio de critérios gerais de garantia de suprimento.

Em 04 de maio de 2017 a ANEEL publicou a Portaria 178/2017 com a definição dos valores de garantia física de acordo com a revisão ordinária que entrará em vigência a partir de 01 de janeiro de 2018. O novo montante de garantia física, convencional e incentivada, das usinas hidrelétricas da AES Tietê Energia sofreu uma redução de 2,4% (31,1MWh) em linha com a revisão do restante dos geradores do MRE que foi de 2,3%.

Vale ressaltar, que de acordo com o Decreto 2.655/1998, as revisões ordinárias de garantia física de usinas hidrelétricas devem ocorrer a cada 5 anos ou em decorrência de fato relevante. As referidas revisões não poderão implicar redução superior a 5% do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a 10% do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

Revisão TUSD/ TUST - Usinas Incentivadas

A Resolução Normativa 745 de 22 de novembro de 2016, estabeleceu novos critérios para a determinação do desconto aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (“TUST”) e de distribuição (“TUSD”). Nesta revisão foi estabelecido que empreendimentos hidrelétricos de potência superior a 5 MW e igual ou inferior a 50 MW passaram a ser consideradas elegíveis ao recebimento do desconto de 50% na tarifa TUSD, características nas quais se enquadram a usina hidrelétrica de Limoeiro.

A partir de janeiro de 2017 a energia da referida usina passou então a ser negociada no âmbito de energia incentivada com o desconto mencionado.

Limites máximo e mínimo do PLD

Anualmente, no mês de dezembro, a ANEEL estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. O PLD máximo é calculado com base no Custo Variável Unitário (“CVU”) mais elevado de uma Usina Termelétrica a gás natural em operação comercial, contratada por meio da CCEAR. Para o cálculo do PLD mínimo, consideram-se as estimativas de custos de geração da UHE Itaipu, os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídrico⁶ (“CFURH”).

Foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2.190/2016, de 13 de dezembro de 2016 que estabeleceu os limites máximos e mínimos do PLD para o ano de 2017. O PLD mínimo e máximo foi definido em R\$ 33,68/MWh e R\$ 533,82/MWh, respectivamente (vs. PDL mínimo de R\$ 30,25/MWh e máximo de R\$ 422,56/MWh para o ano de 2016).

Mudanças no cálculo do PLD

Com o objetivo de reduzir distorções no sinal de preço de curto prazo (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 um determinado parâmetro do CVaR fosse atualizado, com efeito a partir da primeira semana operativa de maio de 2017, porém para efeitos de planejamento da expansão, o parâmetro 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, aumentando o preço *spot* e reduzindo os impactos do GSF nos meses em que a Companhia estiver mais exposta ao mercado *spot*. 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

⁶ Percentual pago pelas concessionárias que busca ressarcir financeiramente os municípios e Estados atingidos pela água dos reservatórios das hidrelétricas. O cálculo leva em consideração 7,00% do valor de energia produzida. O total a ser pago é calculado segundo a fórmula padrão: 7,00% x energia gerada no mês x Tarifa Atualizada de Referência (“TAR”). A TAR é definida anualmente por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

transmissão, da evolução e projeção da carga do SIN, o valor do PLD poderá ser afetado, especialmente no curto e no médio prazo.

Conforme cronograma da CPAMP, ao longo de 2017 estudos sobre 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.

Impactos da retração de geração hidrelétrica 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 despacho 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, de geração de reserva (eólicas, biomassa e solar) ou então de fatores 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 hidrológico muito superior ao previamente considerado em suas estratégias de contratação.

Assim, desde o final de 2013, a geração das usinas hidrelétricas participantes do MRE tem sido menor do que as suas respectivas garantias físicas, resultando em uma variável das regras de comercialização do GSF menor do que 1, que indica o nível de rebaixamento das garantias físicas para efeito da contabilização do mercado de curto prazo.

As recentes 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 junho de 2015, liminar favorável a todas as geradoras hidrelétricas abarcadas pela associação, entre elas a AES Tietê Energia, que impede que tal deslocamento hidrelétrico seja alocado aos geradores detentores da liminar nas próximas liquidações.

Desde 1º de junho de 2015 a Companhia está sob os efeitos da liminar mencionada acima e, até 30 de junho de 2017, o impacto do GSF no resultado da Companhia era de R\$ 486,4 milhões.

Repactuação do GSF

O regulador apresentou duas propostas para a repactuação do risco hidrológico: uma para o ACR e outra para o ACL. Apesar da Companhia se enquadrar na proposta do ACL, ela decidiu por não aderir à mesma, uma vez que não fazia sentido econômico. A proposta para o ACL apresentada pelo regulador não estava condizente com o estabelecido na Lei 13.203/2015, o que tornou tal proposta sem qualquer adesão por parte dos geradores com contratos exclusivamente no ACL.

Foi questionada à ANEEL a possibilidade da Companhia aderir à proposta do ACR, considerando a sua participação no Leilão A-1, em dezembro de 2015, com suprimento de energia a partir de janeiro de 2016. Entretanto, a ANEEL considerou que a Companhia não seria elegível, pois o contrato vendido no referido leilão se iniciou em 2016, o que não assegurava o ressarcimento dos impactos do risco hidrológico referentes ao ano de 2015.

Foi reaberta a Audiência Pública para regulamentar o art. 2º da Lei 13.203/2015, que tratava do custo do deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e importação de energia elétrica. Na proposta da ANEEL, o custo do deslocamento (“PLDx”) deveria corresponder ao custo de oportunidade que o gerador obteria com a geração decorrente de um armazenamento compulsório de água que ocorrera no mesmo instante do deslocamento.

Na contribuição da Audiência Pública, a maioria dos geradores do MRE e de suas associações de classe - APINE e Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (“ABRAGE”) - argumentaram que o PLDx seria na ordem de R\$ 70/MWh, valor este baseado no valor da margem líquida da energia considerada para o cálculo da extensão da concessão para os geradores que repactuaram o risco hidrológico no ACR. O prazo para contribuições da Audiência Pública se encerrou em 6 de fevereiro.

Como resultado da Audiência Pública foi determinado:

- (i) o volume a ser considerado como Geração Fora da Ordem de Mérito (“GFOM”) deve ser considerado como a geração despachada por segurança energética e razões elétricas, critérios estes a serem definidos pelo ONS; e
- (ii) o valor a ser ressarcido aos geradores participantes do MRE pelo deslocamento hidrelétrico resultante da GFOM corresponde ao PLD do referido período subtraído do PLDx. O PLDx representa a mediana anual do PLD histórico desde 2001 a dezembro de 2016, de R\$ 108,07/MWh.

Esta determinação foi aprovada na publicação da Resolução da ANEEL, em 27 de abril de 2017.

Consulta Pública nº 32 do MME: Reorganização do Setor Elétrico

Por meio da Portaria MME nº 251/2017, de 03 de julho de 2017, o MME, no papel institucional de formulador, indutor e supervisor das políticas públicas setoriais na área de energia, abriu Consulta Pública na qual apresenta um conjunto de princípios que devem ser perseguidos ao se desenhar aprimoramentos ao arcabouço legal, institucional e regulatório do setor elétrico, de modo a proporcionar um ambiente de confiança, inovação e competitividade entre os agentes e instituições, na direção de objetivos que contemplem critérios técnicos, econômicos e de sustentabilidade socioambiental.

O período de contribuição dessa Consulta se encerrou no dia 02 de agosto.

Consulta Pública nº 33 do MME: Aprimoramento do Setor Elétrico

O MME abriu Consulta Pública, 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 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 através 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 encerrará no dia 17 de agosto.

PERFIL

A AES Tietê Energia, uma geradora do grupo AES Brasil, é uma Companhia de capital aberto com ações listadas na B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) (novo nome da antiga BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros) 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.

PARQUE GERADOR

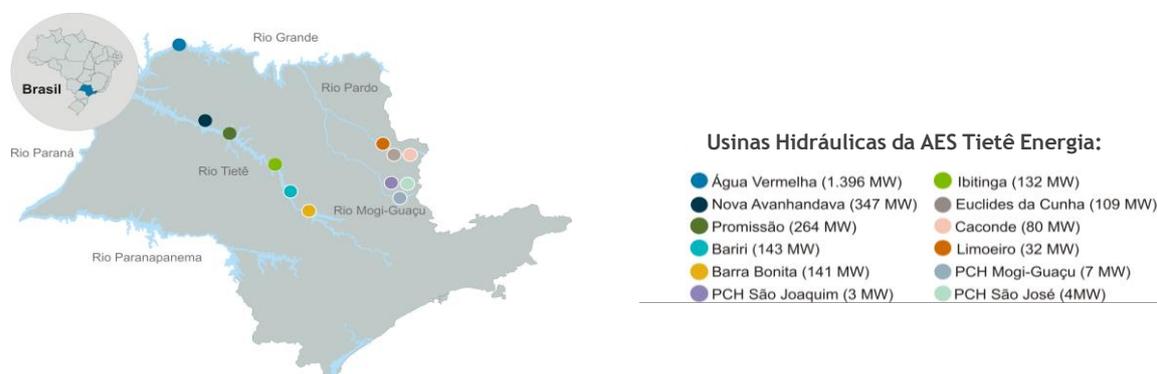
A Companhia tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL, vinculada ao MME. O contrato de concessão, referente à sua capacidade hidráulica, foi assinado em 20 de dezembro de 1999, com duração de 30 anos a partir de 1º de abril de 1999. Além da fonte hidráulica, a Companhia incluiu em seu portfólio a fonte eólica, por meio da aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II, que possui contrato de energia com duração de 35 anos, e autorização para operar até 2046 - Leilão de Energia de Reserva (“LER”) e até 2047 - Leilão de Energia Nova A-3 (“LEN”). Em relação à fonte solar, que passou a fazer parte do portfólio da AES Tietê Energia após a aquisição do Complexo Solar Boa Hora, o contrato de energia tem o prazo de 30 anos, com autorização para operar até 2045.

Fonte Hidráulica



A AES Tietê Energia é uma das mais eficientes geradoras de energia elétrica do Brasil, com um parque gerador composto por nove usinas hidrelétricas e três PCHs. As concessões das usinas hidrelétricas e da PCH Mogi-Guaçu vencem em 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 MWh.

As usinas hidráulicas da Companhia estão localizadas nos Rios Tietê, Pardo, Grande e Mogi-Guaçu, conforme demonstrado no mapa a seguir:



As 12 usinas da AES Tietê Energia possuem licenças ambientais de operação obtidas e válidas. Duas delas - Água Vermelha e Caconde - são licenciadas pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (“IBAMA”) e as demais pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (“CETESB”).

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 uma capacidade instalada de 386,1 MW e energia contratada por 20 anos.

Fonte Solar

Em 01 de agosto de 2017 a AES Tietê Energia assinou um contrato de aquisição do Complexo Solar Boa Hora, para a construção de usinas de fonte fotovoltaica. O Complexo Solar foi outorgado no 8º Leilão de Energia de Reserva realizado em 13 de novembro de 2015 com o direito de fornecimento de energia contratada por vinte anos e início de operação comercial previsto para 01 de novembro de 2018, com capacidade total projetada de 91 MWp (75 MWca).



ESTRATÉGIA AES TIETÊ ENERGIA

A estratégia da AES Brasil, grupo do qual a AES Tietê Energia faz parte, está orientada por uma nova missão e visão, revisada para o ciclo de 2017-2021. 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. Promover inovação, garantir a eficiência operacional, ampliar opções e reduzir riscos são os quatro direcionadores estratégicos definidos pela Companhia para atingir seus objetivos.

Dessa maneira, alinhado com os direcionadores estratégicos e missão e visão da AES Brasil, a AES Tietê Energia tem como foco, até 2020, compor 50% do seu EBITDA com fontes de energia não hidráulicas e contratos regulados de longo prazo. Adicionalmente, a Companhia busca complementar o seu portfólio com novas energias/tecnologias, como geração distribuída e armazenamento de energia via baterias, conforme mencionado a seguir.

PLATAFORMA COMERCIAL INTEGRADA CENTRADA NO CLIENTE

Como destacado ao longo dos últimos períodos, a AES Tietê Energia vem trabalhando para estruturar uma plataforma comercial integrada de produtos e soluções inovadoras de energia, atuando de ponta a ponta, com soluções pronta entrega e sob medida para levar aos seus clientes uma oferta flexível e centrada nas suas necessidades. A plataforma comercial atua nas seguintes frentes:

- **Energia Pronta Entrega:**
 - Comercialização de energia convencional e incentivada no mercado livre.
- **Soluções de Energia sob Medida:**
 - Geração distribuída, incluindo projetos em energia solar e cogeração a gás;
 - Armazenamento de energia via baterias (“*Energy Storage*”), contando com a *expertise* e liderança global do Grupo AES;
 - Autoprodução de energia renovável;
 - Infraestrutura elétrica, como construção, operação e manutenção de cabines primárias, subestações e redes elétricas internas; e
 - Eficiência Energética e melhoria dos sistemas elétricos, como iluminação e equipamentos, sensoriamento, automação e monitoramento.
- **Produtos Verdes:**
 - Venda de Certificados de Energia Renovável (RECs); e
 - Reflorestamento.

Em abril de 2017, uma das subsidiárias integrais⁷ da AES Tietê Energia, iniciou suas atividades. A nova empresa do grupo tem como objetivo oferecer serviços de energia voltados para empresas dos setores de comércio, indústria e serviços e que demandam gestão e infraestrutura energética personalizadas para suas operações. Embora a subsidiária seja uma empresa no início de sua operação, a Companhia já celebrou contratos de eficiência energética, adequação de infraestrutura elétrica e de consultoria em energia, sendo recentemente assinado, com um grande cliente de *data center*, um importante contrato, com duração aproximada de 12 meses, para a ampliação de uma subestação transformadora de energia.

A subsidiária também se prepara para lançar novos produtos e serviços que visarão unir, de forma inovadora e disruptiva, as tradicionais formas de prestação de serviços da área de energia às novas tendências tecnológicas e de mercado.

No que tange à evolução da plataforma comercial, para acompanhar a ampliação do portfólio de soluções da geração ao consumo, novos processos internos foram definidos, uma área de inteligência de mercado de mercado foi criada com o objetivo de garantir a aderência dos produtos e modelos de negócios às principais demandas de cada segmento do mercado, toda a equipe de relacionamento com o cliente passou por um extenso programa de capacitação técnica e comportamental, e um novo sistema de gestão de relacionamento com o cliente foi implementado para gerir todas as etapas do ciclo comercial, desde a identificação do mercado potencial, até a gestão do pós-venda.

DESEMPENHO DO SETOR

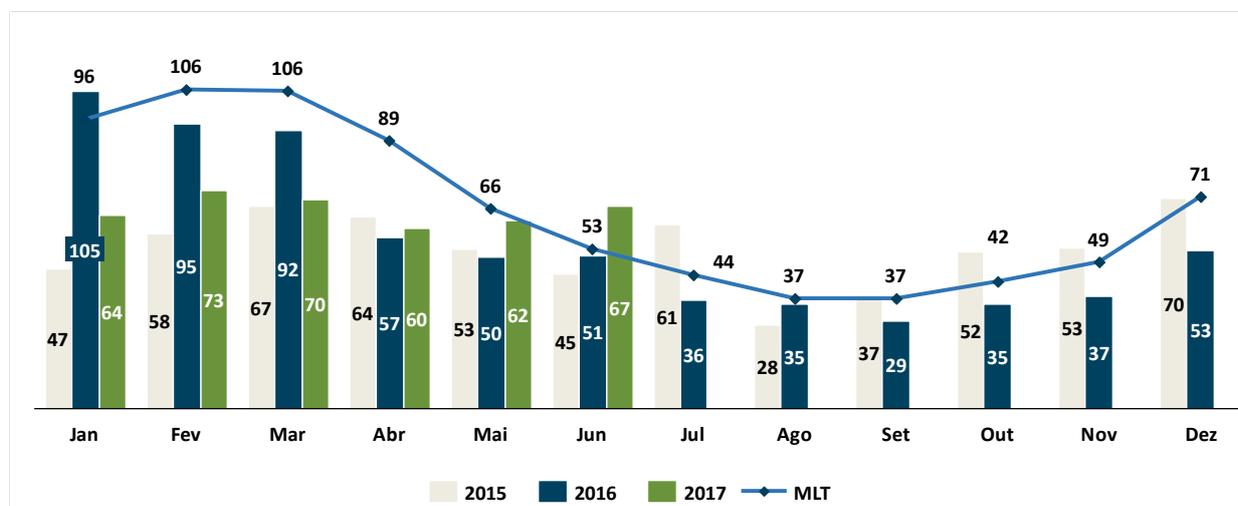
RESERVATÓRIOS, DESPACHO TÉRMICO, AFLUÊNCIA E CARGA

O gráfico a seguir apresenta a afluência mensal registrada (também conhecida como Energia Natural Afluente (“ENA”)⁸) para o SIN ao longo de 2015, 2016 e 2017. Como pode ser observado, a afluência registrada em 2017 esteve inferior à MLT dos respectivos períodos, com exceção do mês de junho, que registrou uma afluência acima da média para o submercado Sul, em função da melhora considerável na afluência observada na última quinzena de maio e começo de junho, o que refletiu na performance do SIN.

⁷ A AES Tietê Integra.

⁸ ENA é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.

Energia Natural Afluente no SIN⁹ - GWm 2015 x 2016 x 2017 MLT¹⁰



Fonte: ONS

Comparativo 2T16 x 2T17 e 1S16 x 1S17

No 2T17, a afluência registrada no SIN totalizou 91,0% da MLT, superior em 12,5 p.p. em relação à afluência média do 2T16, que totalizou 78,5% da MLT. A afluência do submercado Sudeste/Centro-Oeste (“SE/CO”), que representa aproximadamente 70% do sistema em capacidade de armazenamento e região na qual as usinas da Companhia estão localizadas, apresentou um aumento de 0,5 p.p. quando comparada com a afluência do 2T16 (90,4% da MLT no 2T17 vs. 89,9% da MLT no 2T16).

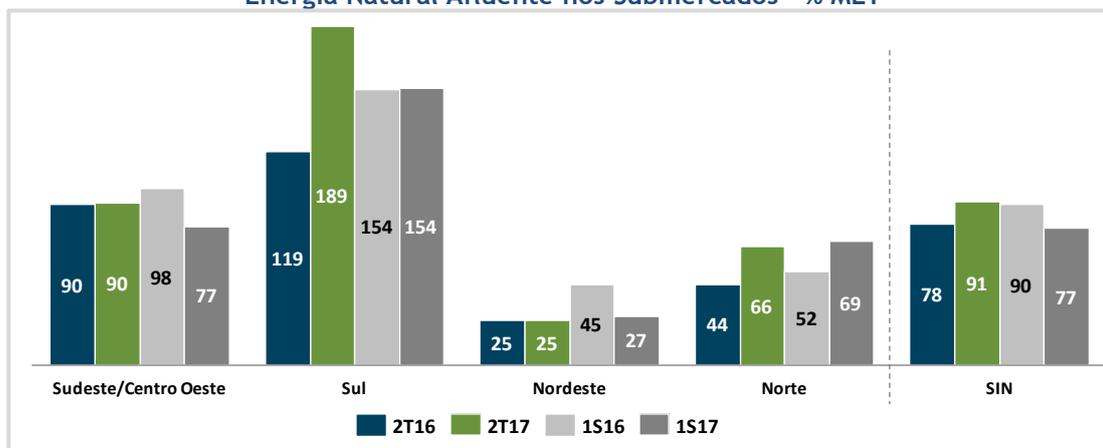
No acumulado do ano de 2017, a afluência no SE/CO ficou em 77,3% da MLT, uma redução de 21,1 p.p., em relação à média de longo termo do período, quando comparado ao mesmo período de 2016, impactada principalmente pela redução de 34,5 p.p. da afluência registrada no 1T17 vs. 1T16. Essa mesma tendência de baixa nas afluências do primeiro semestre de 2017 vs. 2016 verificou-se para o SIN (76,8% da MLT no 1S17 vs. 89,8% da MLT no 1S16).

O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da ENA em cada um dos submercados e para o SIN, no segundo trimestre e no acumulado de 2016 e 2017, em relação à MLT.

⁹ Valor da Energia Natural Afluente previsto para junho de 2017.

¹⁰ Atualmente o setor utiliza os valores da MLT divulgados em março de 2017, referentes à média de longo prazo desde 1931, e passíveis de alterações (Fonte: ONS).

Energia Natural Afluyente nos Submercados - % MLT



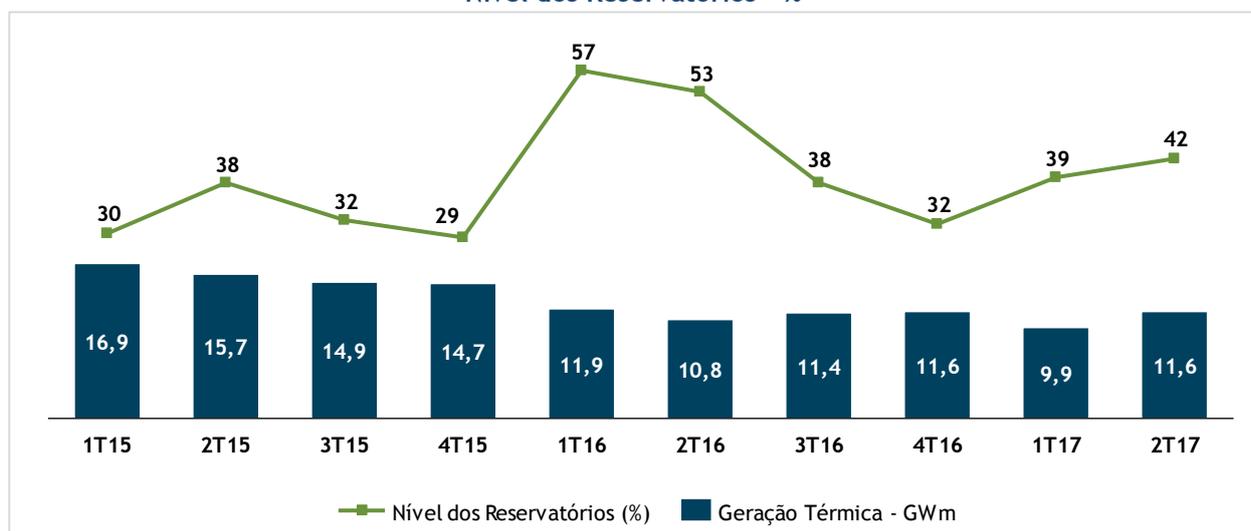
Fonte: ONS

Geração Térmica

No 2T17 a geração térmica no SIN foi de 11,6 GWm vs. 10,8 GWm no 2T16, em função da 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, e da piora da hidrologia observada no último período úmido, que confirmou um dos piores períodos úmidos da história.

O gráfico a seguir ilustra a evolução da geração térmica do SIN desde o 1T15 até o 2T17.

Geração Térmica do SIN¹¹ 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 janeiro de 2014. Como é possível observar, desde maio de 2015 verificou-se

¹¹ Dados do ONS.

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 motivo do elevado despacho térmico 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.

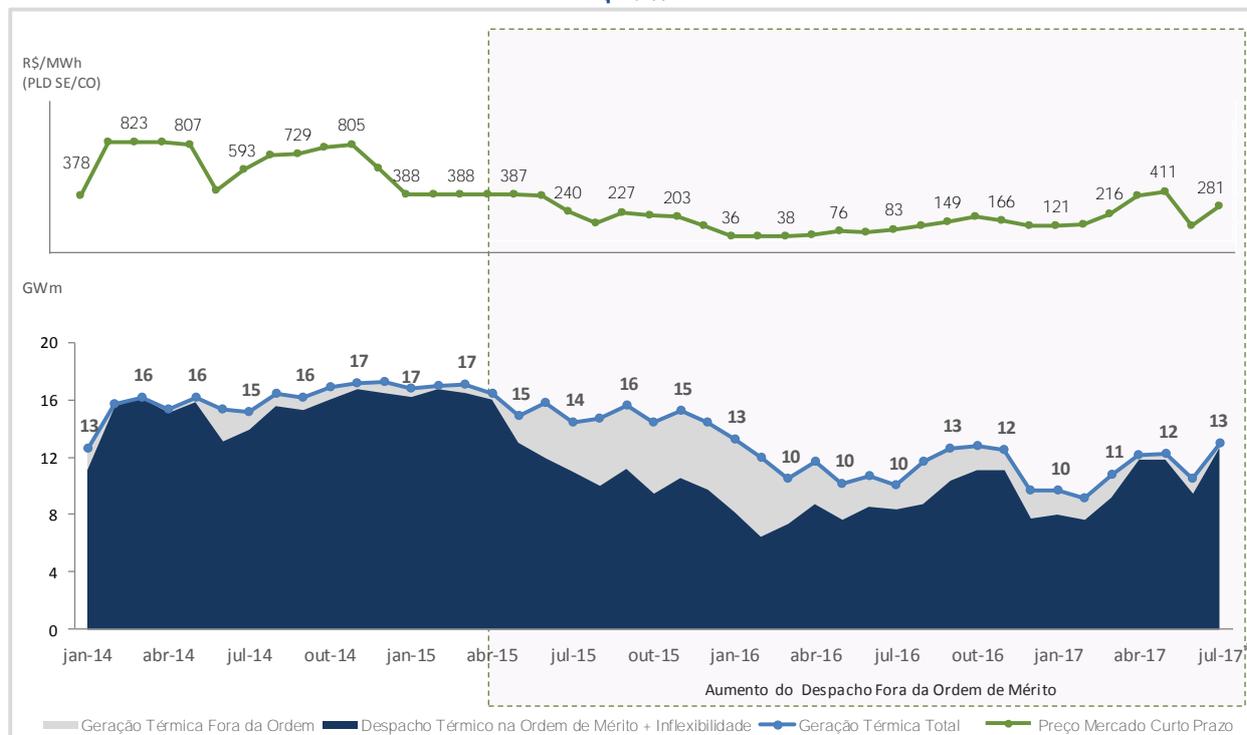
Desde então, tem-se observado uma redução do despacho térmico total no comparativo com o ano de 2015.

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.

Conforme descrito na seção “Mudanças no cálculo do PLD”, ainda 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, em fevereiro de 2017 o MME aprovou as alterações na metodologia de cálculo do PLD. A aprovação do novo parâmetro de aversão a risco foi aprovada em 27 de abril de 2017, conforme descrito na seção “Repactuação do GSF”.

O custo adicional do despacho fora da ordem de mérito 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.

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



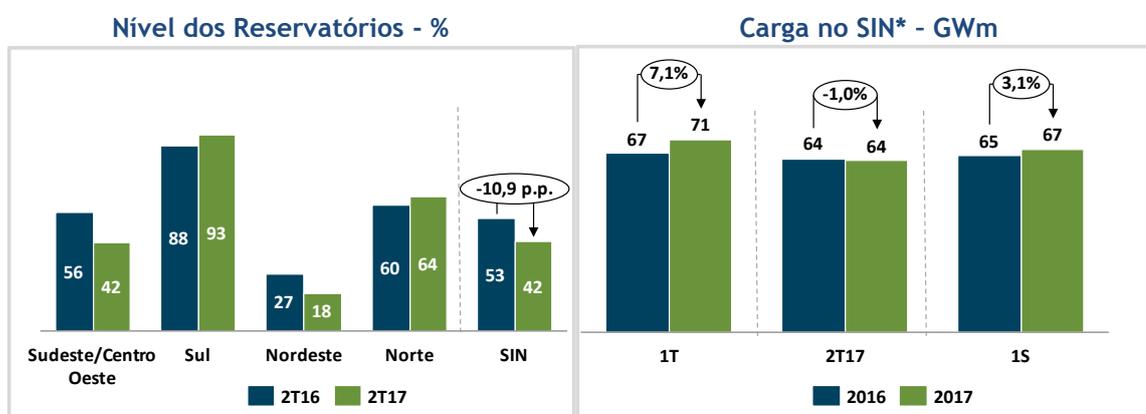
Fonte: ONS.

*Dado de julho de 2017 preliminar.

Carga do SIN

No gráfico a seguir é possível observar que a carga do SIN sofreu uma queda de 1,0% no 2T17 vs. 2T16. O nível dos reservatórios no SIN apresentou queda de 10,9 p.p. no mesmo período, influenciado principalmente pelo alto nível dos reservatórios no primeiro semestre de 2016, em função da afluência observada no período mencionado (53,3% em jun/16 vs. 42,4% em jun/17) e pela piora hidrologia observada no primeiro semestre de 2017, como já mencionado. No acumulado ano, a carga no SIN teve um crescimento de 3,1%.

É importante destacar que o aumento da carga verificado no semestre 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).



*Dado de março a junho de 2017 preliminar.

Nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê Energia

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê Energia encerrou o 2T17 em 80,6%, nível inferior em 11,0 p.p. ao 2T16 (91,6%). Tal desempenho foi superior ao do submercado SE/CO em que as usinas da Companhia estão localizadas, que, ao final mês de junho, estavam com 42,2% de sua plena capacidade, e ao desempenho do SIN, que ao final de junho estava em 42,4%.

EFICIÊNCIA OPERACIONAL E COMERCIAL

ENERGIA GERADA

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (64%¹²), adota-se o modelo de despacho centralizado, no qual o ONS determina o montante de energia a ser despachada para cada uma das usinas participantes do SIN com base em modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios e considerando algumas restrições operativas, para assim atender de forma confiável e econômica a demanda do mercado.

As usinas hidráulicas da AES Tietê Energia seguem os critérios acima mencionados, de forma que a variação na geração de seu parque está diretamente associada aos despachos definidos pelo ONS para garantir a estabilidade do sistema e não necessariamente seu desempenho operacional.

¹² Conforme Banco de Informações de Geração ("BIG") da ANEEL (31/07/2017) - inclui hidrelétricas e PCHs.

No 2T17, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê Energia atingiu 2.673,9 GWh, 11,5% inferior ao mesmo período de 2016. A variação é consequência do menor despacho de suas usinas hidrelétricas, em função do menor nível dos reservatórios do SE/CO averiguados no período (42,2% no 2T17 vs. 56,0% no 2T16) aonde as usinas da Companhia estão localizadas. No acumulado ano as usinas da AES Tietê Energia geraram um volume total de 5.796,2 GWh, 13,2% inferior ao 1S16.

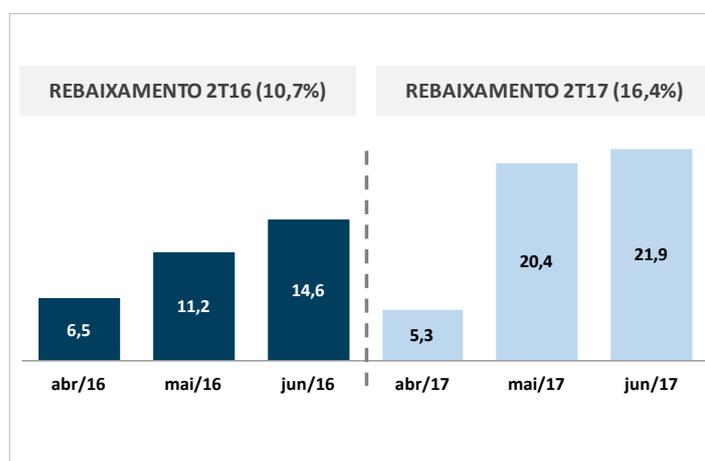
Geração (Usinas) - GWh	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Energia Gerada Bruta	3.019,9	2.673,9	-11,5%	6.680,7	5.796,2	-13,2%
Água Vermelha	1.551,0	1.239,9	-20,1%	3.269,6	2.731,3	-16,5%
Bariri	174,3	181,4	4,1%	423,8	392,0	-7,5%
Barra Bonita	144,3	162,9	12,9%	342,1	323,1	-5,6%
Caconde	84,3	77,1	-8,6%	188,5	144,1	-23,6%
Euclides da Cunha	106,5	96,0	-9,9%	141,4	207,0	46,4%
Ibitinga	190,2	184,9	-2,8%	417,5	402,6	-3,6%
Limoeiro	33,6	27,9	-17,2%	87,7	58,2	-33,6%
Nova Avanhandava	399,4	387,2	-3,0%	978,3	865,4	-11,5%
Promissão	324,7	306,9	-5,5%	811,9	653,4	-19,5%
Mogi / S. Joaquim / S. José	11,6	9,7	-15,7%	19,9	19,1	-3,8%

GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

O rebaixamento no MRE verificado no 2T17 foi de 16,4%, superior ao registrado no 2T16, que totalizou 10,7%. Apesar da melhora da hidrologia no SIN (91,0% da MLT no 2T17 vs. 78,5% da MLT no 2T16), o maior rebaixamento é explicado pelo maior despacho térmico na comparação trimestral (11,6 GWm no 2T17 vs. 10,8 GWm no 2T16) e retração da carga no SIN período de 1,0% (2T17 vs. 2T16). No acumulado ano, o rebaixamento foi de 3,7%, influenciado principalmente pela energia secundária verificada no 1T17, explicada pela sazonalização dos agentes participantes do MRE.

O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE no MRE nas liquidações financeiras efetuadas ao longo do primeiro trimestre de 2016 e 2017.

Rebaixamento no MRE (%)



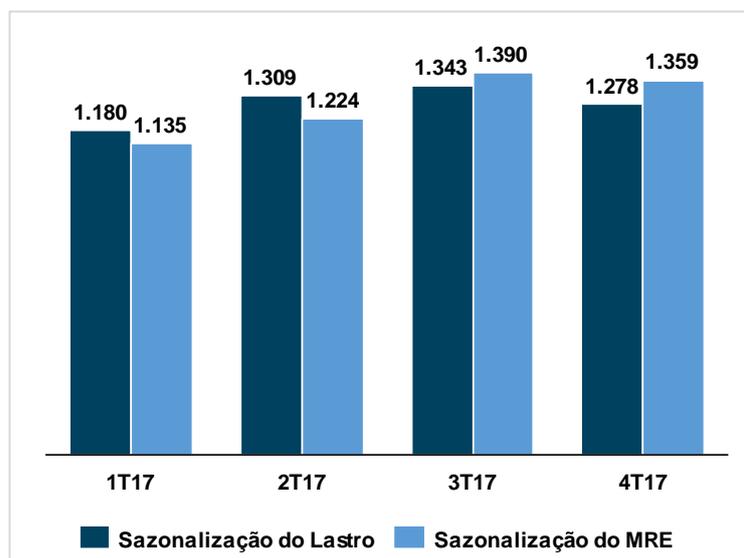
Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro e MRE

Com o advento da Resolução ANEEL n° 584/2013, que prevê a declaração da sazonalização da garantia física para fins de lastro (“contratos”) e para fins de alocação de energia no MRE, a Companhia adotou, para 2017, uma estratégia de sazonalização que visa minimizar sua exposição ao risco hidrológico, conforme gráfico a seguir.

Assim, em dezembro de 2016, para fins de alocação no MRE, a Companhia decidiu por seguir o perfil do conjunto dos geradores do MRE, o que resultou na maior alocação de sua energia no segundo semestre de 2017. Em relação ao lastro, adotou-se o perfil de acordo com a sazonalização dos contratos de venda.

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

Sazonalização de Garantia Física Bruta para MRE e Lastro - MWm¹³



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.

¹³ Inclui sazonalização da energia convencional e incentivada própria da Companhia, não considera-se contratos de compra de energia e desconstratação.

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.

Os três primeiros trimestres de 2016 foram marcados por uma exposição financeira negativa, que atingiu os agentes do MRE, acarretando em aumento dos custos com compra de energia. No 4T16 não houve a referida exposição uma vez que não foi verificada uma diferença do PLD entre os submercados do SIN.

Destaque-se que a exposição financeira verificada nos nove primeiros meses do ano de 2016 não pode ser gerenciada pela Companhia e, para neutralizá-la, a regulamentação da CCEE prevê o alívio da exposição financeira, como detalhado a seguir.

Ao contrário do cenário de 2016, no 1T17, toda exposição financeira negativa, quando verificada no MRE, foi totalmente neutralizada. 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.

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, em se 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.

FONTES DE RECEITA

MRE e Spot

A tarifa aplicada à energia alocada ao MRE (“Tarifa de Energia de Otimização - TEO”) é ajustada anualmente pela ANEEL em janeiro, com base na variação do IPCA, e é determinada de forma a reembolsar os custos variáveis de operação e manutenção (“O&M”) das usinas. A tarifa vigente para o ano de 2017 é de R\$ 11,58/MWh, enquanto que em 2016, a tarifa aplicada foi de R\$ 12,32/MWh.

O preço da energia faturada no mercado de curto prazo, denominado PLD ou *Spot*, varia de acordo com as condições eletro-energéticas e de oferta e demanda de energia.

No 2T17, o PLD médio da região SE/CO totalizou R\$ 303,75/MWh, valor R\$ 241,38/MWh superior ao registrado no 2T16 (R\$ 62,37/MWh). No acumulado ano, o PLD médio da região SE/CO totalizou R\$ 230,39/MWh versus R\$ 48,53/MWh registrado no mesmo período do ano anterior.

Apesar da hidrologia do 2T17 na região SE/CO ter apresentado uma ligeira melhora em relação à hidrologia do 2T16, em função principalmente das chuvas ocorridas no final de maio e começo de junho de 2017, o aumento da geração térmica entre os períodos foi preponderante para que o PLD médio desse submercado no 2T17 tivesse um aumento expressivo em relação ao PLD do mesmo período em 2016.

Estratégia de Comercialização de Energia

A Companhia definiu como estratégia de comercialização para a sua energia disponível a partir de janeiro de 2016 a formação de uma carteira diversificada de clientes livres, de forma a substituir totalmente o contrato bilateral com a Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (“AES Eletropaulo”), que venceu em dezembro de 2015.

Desde 2016, em função do cenário hidrológico e da perspectiva de risco hidrológico, a Companhia optou por reservar uma parcela de sua energia própria, com o objetivo de reduzir possíveis riscos de exposição ao mercado de curto prazo devido ao rebaixamento no MRE.

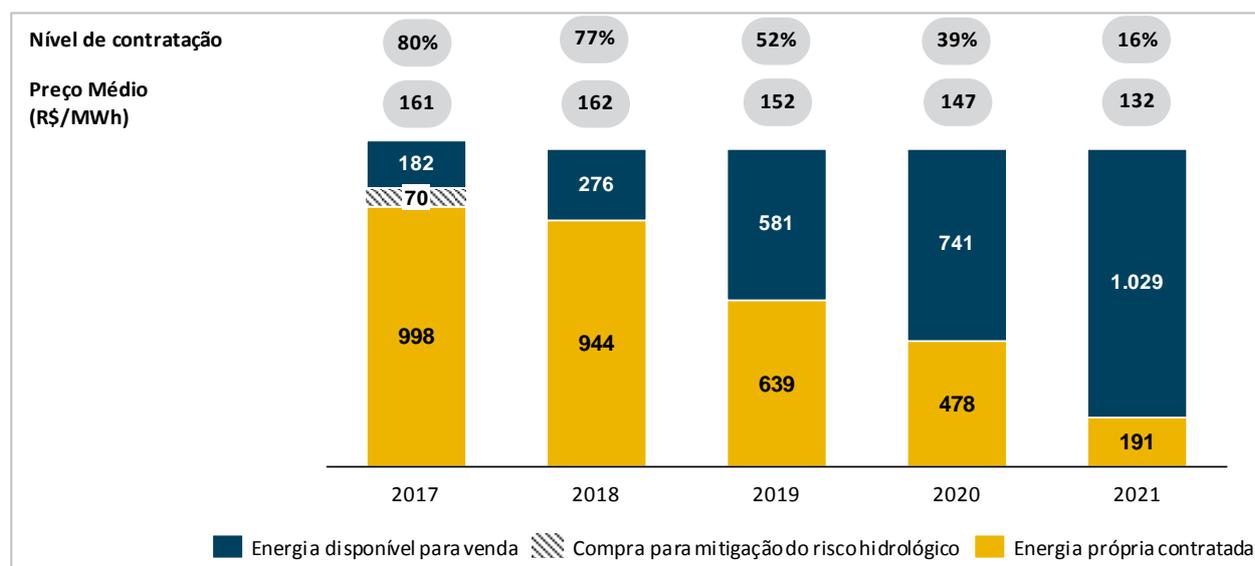
Com a intensificação do risco hidrológico previsto para 2017, a Companhia revisou seu portfólio contratual e identificou em sua base de clientes eventuais oportunidades para descontração ou redução do volume de energia vendida, bem como celebrou alguns contratos de curto prazo, com o objetivo de mitigar sua exposição ao mercado de curto prazo.

Alinhada a esta estratégia, a Companhia optou então por renegociar com algumas distribuidoras, que celebraram contratos no último Leilão A-1 de 2015, o início e/ou quantidade de suprimento de alguns CCEARs para os anos de 2016 a 2018. Alguns contratos no mercado livre também foram revisitados, alinhando à expectativa da Companhia e de seus clientes.

Com esta estratégia, a Companhia reduziu expressivamente a exposição ao mercado de curto prazo em 2016, bem como reduziu seu nível de contratação para o ano de 2017 que estava em 88%, conforme reportado no 4T16, para 80% ao final do 2T17.

O gráfico a seguir apresenta o nível de contratação da Companhia, considerando os novos contratos celebrados, a estratégia de mitigação do risco hidrológico e a revisão da garantia física válida a partir de 2018.

Histórico e Evolução da carteira de clientes¹⁴ - MWm



ENERGIA FATURADA

O total da energia faturada pela AES Tietê Energia no 2T17 totalizou 3.048,8 GWh, redução de 24,2% quando comparada com o 2T16. A performance é explicada, principalmente, pelo menor volume de energia faturada no âmbito do mercado livre, que apresentou uma redução de 13,5%, ou 397,5 GWh, em função da redução do nível de contratação de energia da Companhia, como parte da estratégia de mitigação do risco hidrológico. A redução do total da energia faturada também foi devido ao menor volume de energia faturada no MRE que apresentou redução de 40,7%, equivalente a 304,0 GWh, fruto da redução da geração das usinas da Companhia no período.

¹⁴ Considera energia convencional e incentivada, excluindo perdas e consumo interno; valores reais com base em junho de 2017.

A redução da energia faturada no mercado livre e no MRE também foram os fatores preponderantes para a redução de 20,8% da energia faturada no acumulado do ano vs. 2016.

Energia Faturada - GWh	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Energia Faturada	4.021,9	3.048,8	-24,2%	8.084,0	6.406,2	-20,8%
Energia Contratada	3.123,9	2.631,9	-15,8%	5.895,0	5.269,6	-10,6%
Mercado Livre	2.937,6	2.540,1	-13,5%	5.510,7	5.015,5	-9,0%
Mercado Regulado	186,3	91,7	-50,8%	384,4	254,1	-33,9%
CCEE	898,0	417,0	-53,6%	2.189,0	1.136,5	-48,1%
Spot	151,8	(25,2)	-116,6%	344,9	276,6	-19,8%
MRE	746,2	442,2	-40,7%	1.844,1	859,9	-53,4%

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 2T17, a receita operacional bruta consolidada da AES Tietê Energia totalizou R\$ 453,0 milhões, 2,7% inferior àquela registrada no 2T16, de R\$ 465,4 milhões. O resultado é explicado principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) redução na receita com venda no mercado regulado (R\$ 12,4 milhões) e livre (R\$ 11,8 milhões) em função do menor volume de energia vendida, como resultado da estratégia de mitigação do risco hidrológico, conforme mencionado anteriormente; compensado parcialmente pelo:
- (ii) recebimento de R\$ 11,6 milhões referente ao alívio retroativo¹⁵ no 2T17, calculado pela CCEE em função das exposições financeiras negativas decorrentes da diferença de PLD entre submercados, devido à alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada;
- (iii) receita de R\$ 2,0 milhões proveniente dos serviços prestados por uma das subsidiárias integrais da AES Tietê Energia, que teve suas operações iniciadas em abril deste ano.

Já no 1S17, a receita operacional bruta totalizou R\$ 908,8 milhões, 1,2% superior àquela registrada no 1S16, de R\$ 898,3 milhões. O resultado é explicado principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) aumento de receita proveniente da venda no mercado *spot* no montante de R\$ 23,1 milhões, principalmente em função do maior preço médio do PLD no período no submercado SE/CO (R\$ 230,39/MWh no 1S17 vs. R\$ 48,53/MWh no 1S16);
- (ii) recebimento de R\$ 11,6 milhões referente a alívio retroativo¹⁵ no 2T17, conforme descrito anteriormente; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução na receita com venda no mercado regulado em R\$ 16,1 milhões em função do menor volume de energia vendida, como resultado da estratégia de mitigação do risco hidrológico, conforme mencionado anteriormente;
- (iv) redução de R\$ 14,3 milhões da receita proveniente da energia vendida no MRE na comparação entre os períodos, em função, principalmente, ao menor volume de geração averiguado no 1S17.

¹⁵ Registrado na linha de Outras Receitas CCEE.

Receita Bruta (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Suprimento de Energia	465,4	453,0	-2,7%	898,3	908,8	1,2%
Energia Contratada	449,3	425,1	-5,4%	846,8	832,7	-1,7%
Mercado Livre	422,8	411,1	-2,8%	792,3	794,2	0,2%
Mercado Regulado	26,5	14,1	-46,8%	54,6	38,5	-29,4%
CCEE	16,1	25,8	60,0%	51,4	74,0	44,1%
Spot	5,6	8,3	46,8%	26,5	49,5	87,1%
MRE	9,2	4,4	-52,0%	22,6	8,3	-63,1%
Outras Receitas CCEE	1,3	13,1	932,4%	2,3	16,1	609,7%
Outras Receitas¹	0,0	2,1	0,0%	0,1	2,1	0,0%

1- Referem-se à aluguéis, faturamento de terceiros e subsidiária integral da Companhia

DEDUÇÕES DA RECEITA

As deduções da receita da AES Tietê Energia foram de R\$ 53,6 milhões no 2T17 ante R\$ 53,4 milhões no 2T16, um aumento de 0,4% entre os períodos. No 1S17, as deduções totalizaram R\$ 106,3 milhões ante R\$ 103,1 milhões no 1S16, um aumento de 3,1%, conforme tabela a seguir.

Deduções da Receita (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Deduções da Receita	53,4	53,6	0,4%	103,1	106,3	3,1%
PIS/COFINS	42,3	41,5	-1,9%	81,8	82,6	1,0%
ICMS	7,9	8,3	4,0%	14,3	16,0	11,5%
ISS	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%
Pesquisa e Desenvolvimento	3,1	3,8	22,0%	7,0	7,7	10,2%

A AES Tietê Energia registrou R\$ 41,5 milhões em deduções de receita com PIS/COFINS no 2T17, uma redução de 1,9% ante o 2T16, explicado principalmente pela redução na receita proveniente da venda de energia. Já no 1S17, a Companhia registrou R\$ 82,6 milhões em deduções de receita com PIS/COFINS, 1,0% superior ao registrado no 1S16 (R\$ 81,8 milhões), refletindo a maior receita proveniente da venda de energia no 1S17.

No que se refere às deduções de receita com ICMS, o aumento de 4,0% está associado à maior venda de contratos bilaterais para consumidores finais de outros estados ao longo do 2T17 em comparação ao 2T16. O mesmo acontece na comparação entre semestres, que incidiu em um aumento de 11,5% pela mesma razão supracitada.

Em relação à Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”), de acordo com a Lei nº. 12.111/09, geradoras, transmissoras e distribuidoras devem investir anualmente ao menos 1% de sua receita operacional líquida em P&D. No 2T17 a Companhia registrou R\$ 3,8 milhões em deduções da receita relativas à P&D, um aumento de 22,0% em relação ao 2T16. No 1S17, foi registrado R\$ 7,7 milhões em deduções da receita relativas à P&D, um aumento de 10,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 7,0 milhões).

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida consolidada da AES Tietê Energia totalizou R\$ 399,4 milhões no 2T17, montante 3,1% inferior ao registrado no 2T16 (R\$ 412,1 milhões). Esse desempenho reflete, principalmente, a redução da receita proveniente da venda de energia no mercado livre e regulado, conforme mencionado nas seções anteriores.

No 1S17, a receita operacional líquida totalizou R\$ 802,6 milhões, representando um aumento de 0,9% em relação ao 1S16 (R\$ 795,2 milhões), refletindo, principalmente, o aumento da receita proveniente da energia no mercado *spot* ao longo do semestre, o que foi parcialmente compensado pela menor receita no mercado regulado no 1S17, conforme mencionado anteriormente.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os Custos e Despesas Operacionais consolidados, excluindo Depreciação e Amortização, totalizaram R\$ 186,5 milhões no 2T17, aumento de 9,5% na comparação com o 2T16 (R\$ 170,3 milhões). O resultado é explicado principalmente pelo aumento das despesas com PMSO, conforme será detalhado a seguir.

As despesas com PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros) apresentaram incremento de 53,2% no 2T17 em relação ao 2T16, reflexo, principalmente, dos maiores custos com as rubricas de Pessoal e Outros, sendo esse último influenciado por itens não recorrentes, como será abordado a seguir.

No 1S17, os Custos e Despesas Operacionais, excluindo Depreciação e Amortização, totalizaram R\$ 330,6 milhões, uma redução de 11,7% em relação ao 1S16. Esta redução pode ser explicada, principalmente, pela redução com custos com Energia Comprada. Já as despesas com PMSO tiveram um aumento de 30,4%, totalizando R\$ 130,9 milhões. Assim como na comparação trimestral, estes custos foram impactados pelos maiores custos com Pessoal e itens não recorrentes na linha de Outros.

As principais variações das contas de Custos e Despesas Operacionais estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Custos e Despesas Operacionais¹	170,3	186,5	9,5%	374,4	330,6	-11,7%
Encargos e taxas setoriais	45,9	43,2	-5,9%	100,5	88,4	-12,1%
Energia comprada	75,5	68,3	-9,5%	173,5	111,4	-35,8%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	121,3	111,5	-8,1%	274,0	199,7	-27,1%
Pessoal	23,7	31,6	33,2%	46,9	59,0	25,8%
Material e serviços de terceiros	19,9	25,4	27,3%	43,2	44,7	3,6%
Outros	5,3	18,1	238,8%	10,3	27,2	164,2%
PMSO Reportado	48,9	75,0	53,2%	100,4	130,9	30,4%

1- Não inclui Depreciação e Amortização

Custos com Compra de Energia, Taxas Setoriais e Encargos

Energia Comprada, Taxas e Encargos Setoriais (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
CFURH	18,8	12,0	-36,2%	41,8	25,7	-38,4%
Transmissão e Conexão	25,4	29,5	16,2%	55,3	59,2	7,1%
Taxa de Fiscalização	1,7	1,7	0,6%	3,4	3,4	-1,1%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	75,5	68,3	-9,5%	173,5	111,4	-35,8%
Total	121,3	111,5	-8,1%	274,0	199,7	-27,1%

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (“CFURH”)

As despesas com a CFURH reduziram 36,2% na comparação do 2T17 com o 2T16 (R\$ 12,0 milhões ante R\$ 18,8 milhões, respectivamente) em função da redução no volume de energia gerada no período 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.

No 1S17, a redução de 38,4% ante o mesmo período de 2016 pode ser explicado pela redução no volume de energia gerada no período e pela redução na Tarifa Atualizada de Referência (“TAR”), conforme descrito anteriormente.

Transmissão e Conexão

Os custos com Transmissão e Conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, totalizaram R\$ 29,5 milhões no 2T17, um aumento de 16,2% em relação ao 2T16 de R\$ 25,4 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 hidrelétricas da Companhia ao longo de 2016/2017.

No 1S17, os custos com Transmissão e Conexão, líquidos de crédito de PIS/COFINS, totalizaram R\$ 59,2 milhões, montante 7,1% superior ao registrado no 1S16 de R\$ 55,3 milhões, reflexo dos reajustes supracitados.

Taxas de Fiscalização

Os custos com Taxas de Fiscalização totalizaram R\$ 1,7 milhão no 2T17 e no 2T16, refletindo a não alteração da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”)¹⁶, entre os períodos.

Na comparação entre o 1S17 vs. 1S16, os custos com Taxas de Fiscalização também se mantiveram em linha, registrando R\$ 3,4 milhões, conforme explicação mencionada acima.

Energia Comprada / Liquidação CCEE

O custo com Energia Comprada / Liquidação CCEE teve uma redução de R\$ 7,2 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 75,5 milhões no 2T16 para R\$ 68,3 milhões no 2T17. No acumulado do ano, totalizou R\$ 111,4 milhões no 1S17, 35,8% inferior aos do 1S16, conforme tabela a seguir:

¹⁶ 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.

Compra de Energia (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Compra de Energia	75,5	68,3	-9,5%	173,5	111,4	-35,8%
CCEE	51,4	(12,0)	-123,3%	138,1	(11,1)	-108,0%
<i>Spot</i>	41,2	(12,0)	-129,1%	116,1	(11,2)	-109,7%
<i>MRE</i>	0,7	-	-100,0%	1,8	-	-100,0%
<i>Outros CCEE</i>	9,5	-	-100,0%	20,3	0,1	-99,3%
Contratos Bilaterais	33,9	92,5	172,8%	50,0	140,2	180,6%
Crédito de PIS/COFINS	(9,8)	(12,3)	24,6%	(14,6)	(17,7)	21,7%

Na comparação entre trimestres, o custo com Compra de Energia / Liquidação CCEE foi influenciado, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 28,2 milhões associado ao menor volume com compra de energia no mercado *spot* (27,7 GWh no 2T17 vs. 483,9 GWh no 2T16) devido à sazonalização de energia e estratégia de comercialização visando a redução da exposição ao mercado de curto prazo;
- (ii) redução de R\$ 24,9 milhões referente à exposição financeira à diferença de preços entre submercados no MRE em contratos no 2T17 ante o mesmo período de 2016. No 2T17, foi averiguado um efeito positivo (ganho) nesta linha em função da diferença positiva de preços favorável entre submercados no período;
- (iii) redução de R\$ 9,5 milhões na linha de Outros CCEE principalmente em função de decisão da aplicação de uma liminar favorável à usina de Santo Antônio no 2T16; parcialmente compensado pelo:
- (iv) aumento de R\$ 58,6 milhões na compra de energia destinada à revenda e como parte da estratégia de mitigação do risco hidrológico, refletindo em maior volume de compra de energia deste mercado (452,1 GWh no 2T17 vs. 231,8 GWh) e maior preço médio dos contratos (R\$ 204,65/MWh no 2T17 vs. R\$ 146,35/MWh no 2T16).

Já o custo com Compra de Energia / Liquidação CCEE na comparação semestral foi influenciado pela:

- (i) redução de R\$ 68,4 milhões associada à compra de energia no mercado *spot*, sendo:
 - a. R\$ 34,0 milhões resultado do menor volume com compra de energia (9,9 GWh no 1S17 vs. 586,2 GWh no 1S16) devido à sazonalização de energia e nossa estratégia de comercialização visando a redução da exposição ao mercado de curto prazo, lembrando também que foi averiguada uma energia secundária no 1T17 na ordem de 10,2%;
 - b. compra de energia no mercado *spot* no valor de R\$ 34,4 milhões no 1S16 (associado ao volume de 164,6 MWh) referente ao impacto de liquidações do ano de 2015;
- (ii) redução de R\$ 58,9 milhões referente à exposição financeira no 1S17 ante o mesmo período de 2016 em função da diferença de preços entre submercados favorável no 1S17;
- (iii) redução de R\$ 20,1 milhões referente à Outros Custos CCEE, principalmente em função de decisão da aplicação de uma liminar favorável à usina de Santo Antônio em 2016; parcialmente compensado pelo:
- (iv) aumento de R\$ 90,2 milhões na compra de energia destinada à revenda e como parte da estratégia de mitigação do risco hidrológico, refletindo em maior volume de compra de energia deste mercado (748,2 GWh no 1S17 vs. 366,2 MWh no 1S16) e maior preço médio dos contratos (R\$ 187,37/MWh no 1S17 vs. R\$ 136,47/MWh no 1S16).

Custos e Despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros

Pessoal

Custos e Despesas com Pessoal - R\$ milhões	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Pessoal e Encargos	23,9	30,5	27,5%	46,6	56,9	22,0%
Entidade Previdência Privada	(0,2)	1,1	-600,5%	0,3	2,1	585,3%
TOTAL	23,7	31,6	33,2%	46,9	59,0	25,8%

As despesas com Pessoal totalizaram R\$ 31,6 milhões no 2T17, um acréscimo de 33,2% em relação ao 2T16 (R\$ 23,7 milhões). Estas variações ocorreram, principalmente pela:

- (i) reestruturação do quadro de funcionários da Companhia visando trazer maior agilidade no processo decisório, como parte de sua estratégia de crescimento e fornecimento de soluções integradas para seus clientes no valor de R\$ 3,6 milhões;
- (ii) incidência de 3,6% do acordo sindical em junho de 2017, no valor de R\$ 1,5 milhão; e
- (iii) realização de pagamento da participação de lucros e resultados da Companhia, incidindo em um aumento de R\$ 1,5 milhão;

As despesas com Pessoal totalizaram R\$ 59,0 milhões no 1S17, um acréscimo de 25,8% em relação ao 1S16 (R\$ 46,9 milhões). Estas variações ocorreram, principalmente pela:

- (i) reestruturação do quadro de funcionários da Companhia visando trazer maior agilidade no processo decisório, como parte de sua estratégia de crescimento e fornecimento de soluções integradas para seus clientes no valor de R\$ 4,5 milhões;
- (ii) incidência de 9,3% do acordo sindical ocorrido em junho de 2016 e de 3,6% referente ao acordo sindical em junho de 2017, totalizando R\$ 2,9 milhões; e
- (iii) realização de pagamento da participação de lucros e resultados da Companhia, incidindo em um aumento de R\$ 2,3 milhões.

Material e Serviços de Terceiros

Material e Serviços de Terceiros (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Material	1,8	4,1	124,7%	3,8	6,4	71,2%
Serviços de Terceiros	18,1	21,2	17,4%	39,4	38,2	-2,9%
TOTAL	19,9	25,4	27,3%	43,2	44,7	3,6%

Os custos com Material e Serviços de Terceiros somaram R\$ 25,4 milhões no 2T17, um aumento de 27,3% em relação ao 2T16 (R\$ 19,9 milhões). Esta variação está principalmente relacionada à:

- (i) Termo de Ajustamento de Conduta (“TAC”) - Orla do Rio Bonito em R\$ 1,9 milhão no 2T17;
- (ii) instalação de cercas, monitoramento de qualidade das águas, produção de mudas e outras atividades nas usinas que culminaram com um custo de R\$ 1,4 milhão; e
- (iii) impacto de R\$ 1,2 milhão associado a uma das subsidiárias integrais da AES Tietê Energia, a partir de abril de 2017.

No 1S17, custos com material e serviços de terceiros totalizaram R\$ 44,7 milhões, um aumento de 3,6% em relação ao 1S16 (R\$ 43,2 milhões). Tal variação pode ser explicada pelo:

- (i) TAC - Orla do Rio Bonito em R\$ 1,9 milhão no 1T17;
- (ii) instalação de cercas, monitoramento de qualidade das águas, produção de mudas e outras atividades nas usinas que culminaram com um custo de R\$ 1,4 milhão;
- (iii) impacto de R\$ 1,2 milhão relacionado à criação de uma das subsidiárias da AES Tietê Energia, a partir de abril de 2017; parcialmente compensado pela:
- (iv) realização do projeto de reestruturação societária que no 1S16 resultou em um impacto de R\$ 2,7 milhões em custos administrativos, o que não ocorreu no 1S17;
- (v) Manutenção e correção das grades da Usina Euclides da Cunha, que se romperam no início de 2016, em R\$ 1,3 milhão.

Provisões Operacionais e Outras Despesas/Receitas Operacionais

Provisões Operacionais e Outras Despesas (Receitas) (R\$ milhões)	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Outras Despesas (Receitas) Operacionais	4,4	16,7	281,4%	8,8	21,5	143,7%
Provisões Operacionais	1,0	1,4	44,2%	1,4	5,6	290,5%
TOTAL	5,3	18,1	238,8%	10,3	27,2	164,2%

No 2T17, as Provisões Operacionais e Outras Despesas (Receitas) Operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 18,1 milhões, um aumento de R\$ 12,7 milhões ante despesa registrada no 2T16 (R\$ 5,3 milhões). Essa variação está principalmente relacionada à:

- (i) rescisão de contrato bilateral de geração de energia com a AES Eletropaulo, parte da estratégia da Companhia de desconstrução de energia a fim de mitigar a exposição ao mercado de curto prazo, que resultou em um ônus pago de R\$ 7,7 milhões;
- (ii) reconhecimento da baixa de ativos imobilizados e intangíveis no montante de R\$ 4,5 milhões, referente a término de uma opção de compra, associada a um projeto térmico; e,
- (iii) Reconhecimento de provisão para crédito de liquidação duvidosa (“PCLD”) no montante de R\$ 1,1 milhão, referente à inadimplência de um cliente do mercado regulado.

No 1S17, as Provisões Operacionais e Outras Despesas (Receitas) Operacionais registraram R\$ 27,2 milhões, um aumento de R\$ 16,9 milhões em relação ao 1S16 (R\$ 10,3 milhões). Tal variação pode ser explicada, principalmente, pela:

- (i) rescisão do contrato bilateral de geração de energia com a AES Eletropaulo, parte da estratégia da Companhia de desconstrução de energia a fim de mitigar a exposição ao mercado de curto prazo, que resultou em um ônus pago de R\$ 7,7 milhões;
- (ii) reconhecimento da baixa de ativos imobilizados, conforme mencionado acima, no montante de R\$ 4,5 milhões; e
- (iii) reconhecimento de PCLD de cliente do mercado regulado, no montante de R\$ 5,4 milhões.

EBITDA

A AES Tietê Energia registrou um EBITDA consolidado de R\$ 212,9 milhões no 2T17 ante um EBITDA de R\$ 241,8 milhões no 2T16, uma redução de 11,9%. Essa variação é explicada, principalmente pelo:

- (i) efeito negativo em R\$ 59,1 milhões proveniente das transações no mercado livre, em decorrência, principalmente:
 - a. do menor volume vendido no mercado livre (2.540,1 GWh no 2T17 vs. 2.937,6 GWh no 2T16) em função de sazonalização e redução do volume de energia vendido, como parte da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico, parcialmente compensado pelo maior preço médio da energia vendida (R\$ 161,83/MWh no 2T17 vs. R\$ 143,94/MWh no 2T16) na comparação entre os períodos; e
 - b. do aumento de volume com compra de energia com contratos bilaterais assim como aumento no preço médio (R\$ 204,65/MWh no 2T17 vs. R\$ 146,35/MWh no 2T16), principalmente em função da estratégia da redução da exposição da Companhia ao GSF.
- (ii) aumento de R\$ 26,0 milhões no PMSO reportado; parcialmente compensado pelo:
- (iii) efeito positivo de R\$ 27,4 milhões nos resultados das transações realizadas no mercado *spot*, em função, principalmente, do menor volume de compra de energia neste mercado (27,7 GWh no 2T17 vs. 483,9 GWh no 2T16), reflexo da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico;
- (iv) efeito positivo em R\$ 32,0 milhões relacionado à redução do custo com exposição financeira e ao reconhecimento de alívio retroativo, ambos em função da exposição à diferença de preços entre submercados no 2T17 vs. 2T16, conforme descritos anteriormente.

No 1S17, a Companhia registrou um EBITDA de R\$ 471,9 milhões ante um EBITDA de R\$ 420,8 milhões no 1S16, representando um aumento de 12,1%. Tal variação pode ser explicada pelo:

- (i) efeito positivo em R\$ 84,0 milhões nos resultados das transações realizadas no mercado *spot*, em função, principalmente, do menor volume de compra de energia neste mercado (9,9 GWh no 1S17 vs. 750,8 GWh no 1S16), reflexo da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico e da energia secundária registrada no SIN no 1T17;
- (ii) efeito positivo em R\$ 64,6 milhões referente à redução de custos com exposição financeira e reconhecimento de alívio retroativo;
- (iii) redução em R\$ 12,1 milhões com Custos Regulatórios (Encargos de Transmissão e Conexão, Taxa de Fiscalização e CFURH); parcialmente compensado pelo:
- (iv) efeito negativo em R\$ 75,2 milhões proveniente das transações no mercados livre, em decorrência, principalmente, do:
 - a. do menor volume vendido no mercado livre (5.015,5 GWh no 1S17 vs. 5.510,7 GWh no 1S16) em função de sazonalização e redução do volume de energia vendido, como parte da estratégia de redução de exposição ao risco hidrológico, parcialmente compensado pelo maior preço médio da energia vendida (R\$ 158,34/MWh no 1S17 vs. R\$ 143,77/MWh no 1S16) na comparação entre os períodos; e
 - b. aumento de volume com compra de energia com contratos bilaterais assim como aumento no preço médio (R\$ 187,37/MWh no 1S17 vs. R\$ 136,47/MWh no 1S16), principalmente em função da estratégia da redução da exposição da Companhia ao GSF.
- (v) aumento de R\$ 30,5 milhões no PMSO reportado na comparação entre semestres.

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Receitas Financeiras	21,9	19,5	-10,9%	45,9	39,0	-15,1%
Despesas Financeiras / Variações Cambiais	(69,7)	(50,6)	-27,3%	(117,1)	(101,8)	-13,1%
Despesas Financeiras	(74,4)	(48,8)	-34,4%	(126,4)	(101,2)	-20,0%
Variações Cambiais	4,7	(1,8)	-139,2%	9,3	(0,7)	-107,0%
Resultado Financeiro	-47,8	-31,1	-34,9%	-71,2	-62,8	-11,7%

O resultado financeiro líquido consolidado registrado pela Companhia no 2T17 foi uma despesa financeira de R\$ 31,1 milhões, comparado a uma despesa financeira de R\$ 47,8 milhões registrada no 2T16, representando uma redução de R\$ 16,7 milhões ou 34,9% entre os períodos.

A variação se deve principalmente à queda da despesa financeira, em função da melhora na rubrica de atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento, devido IGP-M negativo registrado no período.

No 1S17, o resultado financeiro líquido da AES Tietê Energia atingiu uma despesa de R\$ 62,8 milhões, comparado a uma despesa financeira de R\$ 71,2 milhões registrada no 1S16, representando uma redução de R\$ 8,4 milhões entre os períodos, influenciado principalmente pela mesma explicação exposta acima.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras somaram R\$ 19,5 milhões no 2T17, queda de 10,9% em relação ao 2T16 (R\$ 21,9 milhões). Essa variação é explicada principalmente pela menor receita na rubrica de depósitos judiciais, resultado de um acordo no âmbito de um processo arbitral em 2016.

No acumulado do ano de 2017 as receitas financeiras da Companhia reduziram em 15,1% na comparação com o 1S16 (R\$ 39,0 milhões no 1S17 vs. R\$ 45,9 milhões no 1S16), em função da redução de R\$ 4,6 milhões da receita de juros sobre aplicações financeiras, devido à menor taxa média do CDI entre os períodos (11,81% no 1S17 vs. 14,13% no 1S16), compensado pelo maior saldo médio de aplicações financeiras no período (R\$ 885,8 milhões no 1S17 vs. R\$ 691,1 milhões no 1S16) e da receita relacionada a processos judiciais mencionada acima.

Despesas Financeiras e Variações Cambiais

As despesas financeiras e variações cambiais somaram R\$ 50,6 milhões no 2T17, montante inferior em 27,3% comparado ao mesmo período do ano passado (R\$ 69,7 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pela redução das despesas relacionadas à atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento, em função de um ganho obtido devido ao índice negativo do IGP-M na atualização monetária ante uma perda no 2T16, representando uma variação positiva de R\$ 31,7 milhões; parcialmente compensado:
- (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 de debêntures, no montante de R\$ 7,6 milhões, visando a readequação dos *covenants* financeiros da Companhia, em linha com estratégia de crescimento e diversificação de seu portfólio; e
- (iii) pela redução do ganho com atualização cambial no valor de R\$ 6,4 milhões sobre a provisão para o processo judicial que discute a obrigatoriedade de aquisição de energia de Itaipú pela AES Tietê Energia.

No acumulado do ano de 2017 as despesas financeiras e variações cambiais reduziram em 13,1% na comparação com o 1S16 (R\$ 101,8 milhões no 1S17 vs. R\$ 117,1 milhões no 1S16), pelas razões acima mencionadas, conforme mencionado a seguir:

- (i) R\$ 28,9 milhões relacionadas à atualização monetária do valor provisionado referente ao rebaixamento; parcialmente compensado;
- (ii) R\$ 7,6 milhões referente ao pagamento do prêmio de resgate, em função do pré-pagamento da 2ª e 3ª emissão de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures; e,
- (iii) R\$ 9,8 milhões relacionado à redução do ganho com atualização cambial no processo judicial que discute a obrigatoriedade de aquisição de energia de Itaipú.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T17, a AES Tietê Energia apurou um lucro líquido consolidado de R\$ 91,0 milhões, resultado 11,8% inferior ao obtido no 2T16 (R\$ 103,1 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) impacto negativo em R\$ 39,0 milhões referente às transações no mercado livre; e
- (ii) efeito negativo de R\$ 17,2 milhões referente ao aumento de PMSO; parcialmente compensado pelo:
- (iii) efeito positivo em R\$ 21,1 milhões relacionado à redução do custo com exposição financeira e reconhecimento de alívio retroativo; e
- (iv) efeito positivo em R\$ 18,1 milhões proveniente das transações realizadas no mercado *spot*;
- (v) impacto positivo em R\$ 11,0 milhões relacionado ao resultado financeiro, conforme previamente descrito.

No 1S17, o lucro líquido registrado foi de R\$ 217,0 milhões, um aumento de R\$ 39,4 milhões ou 22,2% em relação ao mesmo período de 2016 (R\$ 177,6 milhões). A variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) efeito positivo em R\$ 55,4 milhões proveniente das transações realizadas no mercado *spot*;
- (ii) efeito positivo em R\$ 42,6 milhões relacionado à redução do custo com exposição financeira e reconhecimento de alívio retroativo; e
- (iii) impacto positivo em R\$ 13,2 milhões referente à Outras Receitas e Custos relacionados à CCEE, associado principalmente a liminar de Santo Antônio; parcialmente compensado pelo:
- (iv) impacto negativo em R\$ 49,2 milhões referente às transações no mercado livre; e
- (v) efeito negativo de R\$ 20,2 milhões referente ao aumento de PMSO.

REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e o Estatuto Social, a Assembleia Geral Ordinária da Companhia decide sobre a destinação do resultado do exercício. Em havendo lucro disponível para a distribuição aos acionistas, a Companhia deve distribuir como dividendo obrigatório 25% do resultado do exercício. Além disso, o Estatuto Social da AES Tietê Energia possibilita que o Conselho de Administração delibere sobre a distribuição de dividendos intermediários semestralmente, ou em períodos inferiores, com base em balanço especialmente levantado para esse fim.

Conforme apurado no balanço patrimonial da Companhia levantado em 30 de junho de 2017, o lucro líquido do período foi de R\$ 217,0 milhões. Neste montante adiciona-se a realização de ajuste patrimonial de R\$ 28,6 milhões e subtrai-se o montante já destinado a título de dividendos intermediários relativos

ao primeiro trimestre de 2017 no valor de R\$ 133,3 milhões e o montante destinado a reserva legal no valor de R\$ 9,9 milhões. Desta forma, a administração da AES Tietê Energia aprovou a distribuição de R\$ 102,4 milhões como dividendos intermediários relativos ao 2T17, correspondente a R\$ 0,05205339381 por ação ordinária e preferencial e R\$ 0,26026696905 por *unit* em atendimento às disposições da Lei no 6.404/1976.

A data base para o direito ao recebimento de dividendo (*record date*) será no dia 10 de agosto de 2017 e as ações de emissão da Companhia passarão a ser negociadas “ex-dividendos” a partir do dia 11 de agosto de 2017. Os valores distribuídos a título de dividendos intermediários estão isentos de IRRF, de acordo com o artigo 10 da Lei n° 9.249/95, conforme alterada, e seu pagamento será realizado até 25 de setembro de 2017.

Dividendos AES Tietê Energia 2T17 - R\$ milhões	
Lucro do Período - 30 de junho de 2017	217,0
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	28,6
Lucro distribuído no primeiro trimestre de 2017	(133,3)
Constituição de reserva legal	(9,9)
Base para pagamento de dividendos	102,4
Dividendos intermediários distribuídos	102,4
Saldo remanescente	-

ENDIVIDAMENTO

Dívidas - R\$ milhões	Montante - R\$ milhões*	Vencimento	Custo Nominal
4ª Emissão de Debêntures - 3ª série	320,0	dez/20	IPCA + 8,43% a.a.
5ª Emissão de Debêntures	183,6	dez/23	IPCA + 6,54% a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 1ª série	688,8	abr/22	CDI + 0,90 a.a.
6ª Emissão de Debêntures - 2ª série	320,0	abr/24	IPCA + 6,78% a.a.
3ª Emissão de Notas Promissórias	900,0	jun/18	CDI + 1,35% a.a.

*Saldo contábil

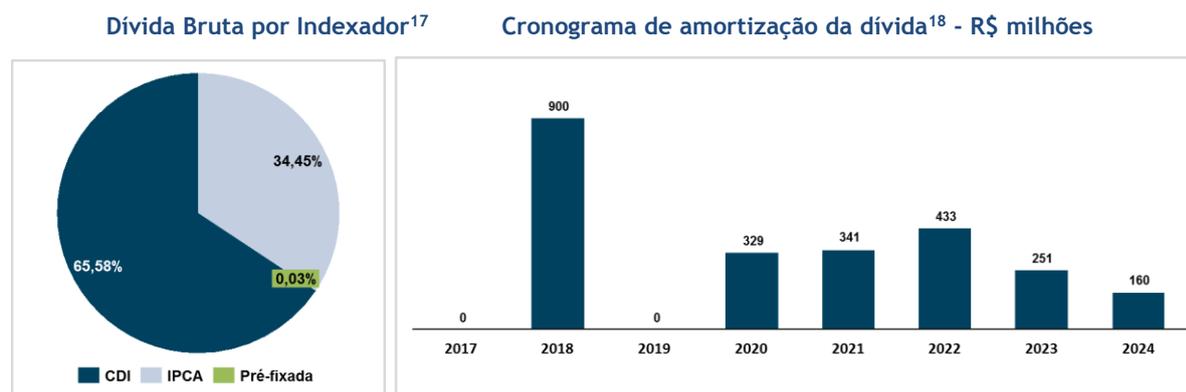
A dívida bruta da AES Tietê Energia totalizava R\$ 2.413,1 milhões em 30 de junho de 2017, valor 71,6% superior à posição da dívida bruta em 30 de junho de 2016 (R\$ 1.406,6 milhões). Essa variação está associada à:

- (i) 5ª emissão de debêntures em 15 de novembro de 2016 no valor de R\$ 180 milhões;
- (ii) Liquidação da 1ª série da 4ª emissão de debêntures no dia 15 de dezembro de 2016, com amortização no valor de R\$ 143,5 milhões;
- (iii) 6ª emissão de debêntures em 15 de abril de 2017 no valor de R\$ 1 bilhão, realizada para o resgate antecipado das 2ª e 3ª emissões de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures; e
- (iv) 3ª emissão de Notas Promissórias (“NPs”), no valor total de R\$ 900 milhões, utilizada para a aquisição de Alto Sertão II, conforme divulgado anteriormente pela Companhia.

No encerramento do 2T17, as disponibilidades somavam R\$ 1.584,1 milhões, montante superior ao valor registrado no mesmo período de 2016 (R\$ 346,9 milhões). Tal diferença se deve, principalmente, à 3ª emissão de NPs e ao fato da aquisição de Alto Sertão II não ter sido concluída até o encerramento do trimestre.

Dessa forma, a dívida líquida em 30 junho de 2017 era de R\$ 829,0 milhões, montante 21,8% inferior em relação à posição em 30 de junho de 2016 (R\$ 1.059,7 milhões) em função, principalmente, das 5ª e 6ª emissões de debêntures e da 3ª emissão de notas promissórias, compensado parcialmente pelo resgate antecipado das 2ª e 3ª emissões de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures, bem como da liquidação da 1ª série da 4ª emissão de debêntures.

Os gráficos a seguir apresentam a composição dos indexadores do endividamento da Companhia em 30 de junho de 2017, bem como cronograma de amortização até 2023.



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

Escala	Ratings	Moody's
	Nacional	Aa1
Internacional	Ba2	

Covenants

A fim de permitir o avanço de sua estratégia de crescimento, a Companhia realizou o resgate antecipado facultativo total das 2ª e 3ª emissões de debêntures e da 2ª série da 4ª emissão de debêntures, utilizando os recursos obtidos através da 6ª emissão de debêntures, com o objetivo de readequar os *covenants* da Companhia. Os ajustes realizados incluem:

- (i) Alteração do limite máximo do índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado¹⁹ de 3,5x para 3,85x no caso de aquisição de ativos, durante 36 meses ou até o final da respectiva emissão, o que vier primeiro;
- (ii) Inclusão do EBITDA Ajustado proforma dos últimos 12 meses do ativo adquirido;
- (iii) Alteração do limite mínimo do índice de cobertura de juros (EBITDA Ajustado pelas Despesas Financeiras) de 1,75x para 1,5x; e
- (iv) Alteração para 2 trimestres consecutivos para não cumprimento dos índices.

¹⁷ Valores relativos ao principal.

¹⁸ Fluxo composto por amortização de principal.

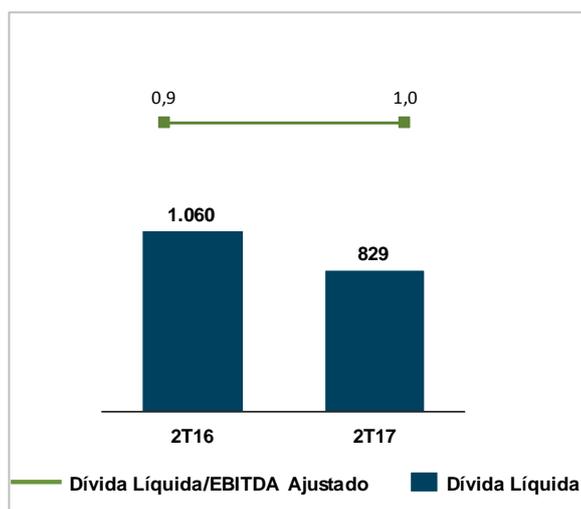
¹⁹ EBITDA Ajustado significa (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, e (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada.

A Companhia esclarece, ainda, que está negociando com os debenturistas da 3ª série da 4ª emissão de debêntures para que os mesmos ajustes também sejam realizados na respectiva escritura da emissão.

Assim sendo, os *covenants* das dívidas da Companhia consideram o índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado, que não pode ser superior a 3,5x, sendo que em caso de Aquisição de Ativos pela emissora, o índice assume como limite 3,85x durante o período de 36 meses ou até a data de vencimento da respectiva dívida, o que ocorrer primeiro, com exceção da 4ª emissão de debêntures, conforme mencionado acima. O índice Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 1,0x.

Com relação ao *covenant* de cobertura de juros (EBITDA Ajustado pelas Despesas Financeiras), considerado em todas as emissões, com exceção da 5ª emissão de debêntures, o indicador não pode ser inferior a 1,5x no caso da 6ª emissão de debêntures e da 3ª emissão de notas promissórias, e não pode ser inferior a 1,75x, no caso da 4ª emissão de debêntures. Ao final do 2T17, esse indicador estava em 4,4x vs. 4,7x no final do 2T16.

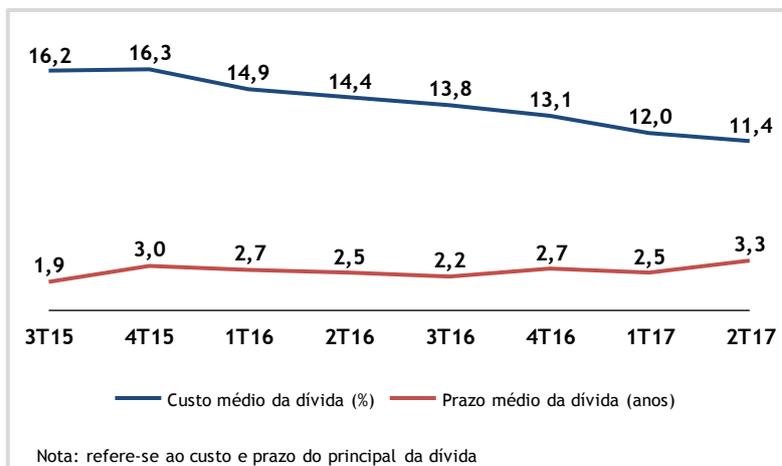
Dívida Líquida - R\$ milhões



O custo médio da dívida da Companhia em 30 de junho de 2017 era de 11,4% ao ano, em comparação a 14,4% no mesmo período de 2016, conforme tabela abaixo. Essa variação decorre, principalmente, da redução da curva de CDI e IPCA durante o período.

O prazo médio da dívida consolidada no 2T17 foi de 3,3 anos, superior ao mesmo período de 2016, que era de 2,5 anos, devido ao alongamento da dívida em função da emissão realizada em abril de 2017.

Custo e prazo médio da dívida



INVESTIMENTOS

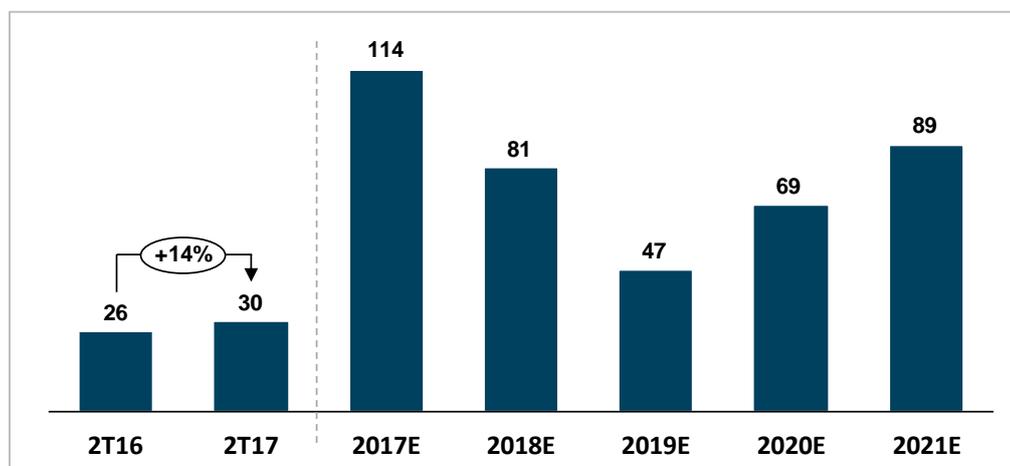
Os investimentos da AES Tietê Energia somaram R\$ 30,3 milhões no 2T17, valor 14,3% superior ao montante investido no 2T16 (R\$ 26,5 milhões). Em ambos os períodos os principais investimentos foram referentes às grandes manutenções das usinas Água Vermelha e Barra Bonita. As modernizações e manutenções nas plantas da Companhia garantem suas condições operacionais e asseguram a disponibilidade de geração de energia, resultando em ganhos de produtividade e eficiência.

No total do 2T17 destacam-se:

- (i) R\$ 13,3 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Água Vermelha; e
- (ii) R\$ 14,1 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva da usina de Barra Bonita.

No 1S17, a AES Tietê Energia investiu R\$ 52,2 milhões, destinados às grandes manutenções das usinas Água Vermelha e Barra Bonita, como mencionado anteriormente, montante 8,9% superior ao valor investido no mesmo período de 2016 (R\$ 48,0 milhões).

Histórico e projeção de Investimentos²⁰ - R\$ milhões



Plano de Investimento

Conforme demonstrado no gráfico acima, a Companhia prevê investir aproximadamente R\$ 400 milhões no período de 2017 até 2021, principalmente em modernizações nas usinas hidrelétricas, visando a melhoria contínua das condições operacionais e a garantia da disponibilidade de geração de energia em suas usinas, conforme apresentado na tabela a seguir:

Investimentos - R\$ milhões*	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	Total 2017 - 2021E
Investimentos	94,8	65,6	41,0	62,1	79,4	343,0
Juros de Capitalização	19,0	15,5	6,0	6,9	9,2	56,7
Total	113,8	81,1	47,1	69,0	88,6	399,6

* valores nominais

²⁰ Valores nominais.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	2T16	2T17	Var	1S16	1S17	Var
Saldo inicial de Caixa	734,8	732,8	(2,0)	739,3	577,7	(161,6)
Geração Operacional de Caixa	259,6	223,8	(35,8)	590,0	460,8	(129,3)
Investimentos	(24,1)	(32,3)	(8,2)	(63,6)	(54,3)	9,3
Investimentos Controladas	0,0	(5,0)	(5,0)	0,0	(5,0)	(5,0)
Despesas Financeiras Líquidas	(50,6)	(57,2)	(6,6)	(49,9)	(60,0)	(10,1)
Amortização Líquida	(0,1)	953,1	953,2	(0,2)	953,1	953,2
IR/CSLL	(19,5)	(16,3)	3,2	(315,6)	(64,6)	251,0
Caixa Livre	165,2	1.066,1	900,8	160,8	1.229,9	1.069,2
Dividendos e JSCP	(552,8)	(218,9)	333,9	(552,8)	(227,7)	325,1
Saldo final de Caixa Controladora*	347,3	1.580,0	1.232,7	347,3	1.580,0	1.232,7
Caixa Controladas	0,0	4,7	4,7	0,0	4,7	4,7
Saldo final de Caixa Consolidado*	347,3	1.584,6	1.237,4	347,3	1.584,6	1.237,4

*Não considera caixa restrito e/ou bloqueado

O fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 1.066,1 milhões no 2T17, montante R\$ 900,8 milhões superior ao registrado no 2T16. Esse desempenho se deve principalmente:

- (i) entrada de novos recursos com a 3ª emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$ 900,0 milhões, que será destinado à aquisição de Alto Sertão II e capital de giro;
- (ii) saldo líquido de R\$ 53,1 milhões provenientes de recursos da 6ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 1,0 bilhão, destinado ao pré-pagamento da 2ª, 3ª debêntures e da 2ª série da 4ª debênture, que juntas totalizaram R\$ 946,9 milhões. Este efeito foi parcialmente compensado pela:
- (iii) redução na geração operacional de caixa de R\$ 35,8 milhões, justificada, principalmente, pela queda no volume de energia vendida em R\$ 17,0 milhões, aumento de compra de energia destinada à revenda em R\$ 19,6 milhões; e
- (iv) aumento nos investimentos em R\$ 8,2 milhões, como adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC) para uma das subsidiárias integrais da Companhia no valor de R\$ 5,0 milhões.

No acumulado do ano de 2017, o fluxo de caixa livre foi positivo em R\$ 1.229,9 milhões, montante R\$ 1.069,2 milhões superior ao registrado nos 1S16. Esse desempenho se deve:

- (i) à redução na geração operacional de caixa de R\$ 129,3 milhões, justificada, principalmente, pela redução da receita, reflexo do fim do contrato com a AES Eletropaulo em 31 de dezembro de 2015 (afetou o caixa até Fev/16);
- (ii) à entrada de novos recursos com a 3ª emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$ 900,0 milhões, que será destinado à aquisição de Alto Sertão II e capital de giro conforme mencionado acima compensado pela:
- (iii) queda de R\$ 251,0 milhões em IR/CSLL (recolhido em janeiro do ano subsequente) na comparação entre os períodos devido à queda no resultado de 2016 quando comparado ao de 2015.

Como resultado dos elementos acima mencionados o saldo final de caixa deste trimestre atingiu R\$ 1.584,6 milhões no 2T17 vs. R\$ 347,3 milhões no 2T16.

ESTRUTURA ACIONÁRIA

Em 30 de junho de 2017, o capital social subscrito e integralizado da AES Tietê Energia é de R\$ 416,6 milhões, representado por ações ordinárias e preferenciais, conforme detalhado a seguir.

Acionista	ON	%	PN	%	Total	% Total
AES Holdings Brasil (AES Corp)	477.289.199	61,6%	471.926	0,0%	477.761.125	24,3%
BNDESPar	111.477.600	14,4%	445.910.403	37,4%	557.388.003	28,3%
Eletrobrás	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Ações em Tesouraria	3	0,0%	12	0,0%	15	0,0%
Outros	155.179.442	20,0%	620.914.627	52,1%	776.094.069	39,4%
Total	775.174.584	100,0%	1.192.210.328	100,0%	1.967.384.912	100,0%

Em 30/06/2017

Em 07 de julho de 2017, a Companhia 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, conforme descrito na seção 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, conforme detalhado a seguir.

Acionista	ON	%	PN	%	Total	% Total
AES Holdings Brasil (AES Corp)	477.289.199	61,6%	471.926	0,0%	477.761.125	24,3%
BNDESPar	111.477.600	14,4%	445.910.403	37,4%	557.388.003	28,3%
Eletrobrás	31.228.340	4,0%	124.913.360	10,5%	156.141.700	7,9%
Ações em Tesouraria	30.353	0,0%	121.657	0,0%	152.010	0,0%
Outros	155.149.092	20,0%	620.792.982	52,1%	775.942.074	39,4%
Total	775.174.584	100,0%	1.192.210.328	100,0%	1.967.384.912	100,0%

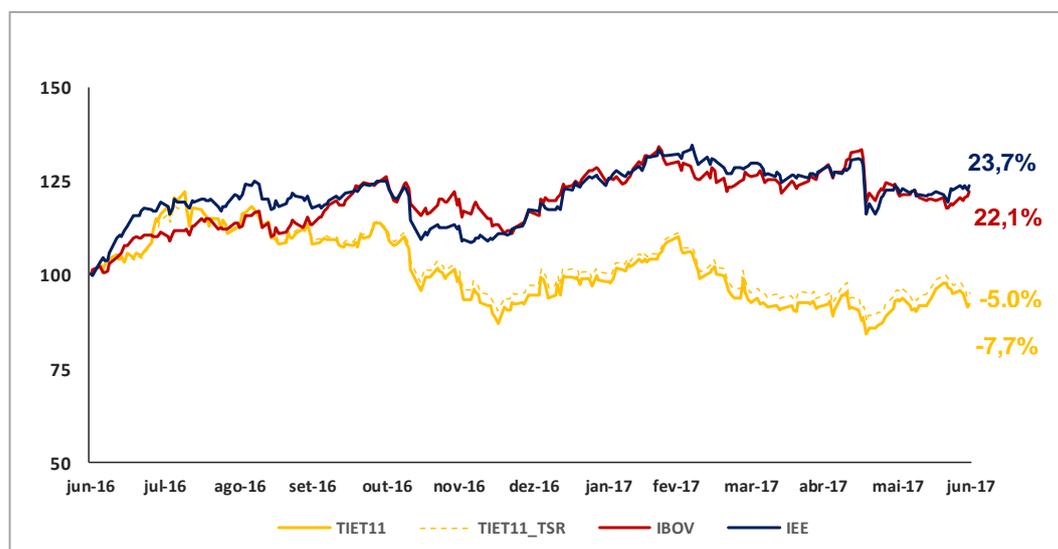
Em 07/08/2017

MERCADO DE CAPITAIS

As *units* e ações da AES Tietê Energia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 sob os códigos TIET11 (*Unit*), TIET3 (Ordinárias) e TIET4 (Preferenciais). As *units* da AES Tietê Energia integram o Índice Brasil 100 (“IBrX 100”), Índice de Energia Elétrica (“IEE”) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (“ISE”) da B3.

No 2T17, as *units* da Companhia tiveram desvalorização de 7,7%, quando comparado ao 2T16, encerrando o 2T17 cotadas a R\$ 13,65. Em relação aos indicadores de mercado, no mesmo período, o IEE valorizou 23,7% e o Ibovespa 22,1%, encerrando o 2T17 em 38.095 pontos e 62.899 pontos, respectivamente. Ao longo de 2T17, o volume médio diário negociado foi de 1.828 mil *units* frente a 1.594 mil *units* no 2T16. O gráfico abaixo demonstra o desempenho das *units*:

AES Tietê Energia x Ibovespa x IEE x TSR*
Base 100 - 30/06/2016



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

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos socioambientais da AES Tietê Energia está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população.

Não foi registrado nenhum acidente com afastamento com colaboradores próprios no 2T17. Como parte do Programa de Segurança da AES Tietê Energia, a Companhia intensificou a prática de comunicar situações de perigo nas áreas operacionais e iniciou treinamentos de atenção concentrada que visa desenvolver habilidades para manter o foco na realização da atividade, evitando assim distração que pode resultar em acidentes.

É importante destacar que, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas.

Metas	Indicadores	2T16	2T17	1S16	1S17
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0	0	0	0
Registrar taxa abaixo de 0,01 para acidentes com afastamento, em 2017	<i>LTI Rate* - próprios</i>	0	0	0	0
	<i>LTI Rate* - contratados</i>	0	0	0	0,33
Registrar taxa abaixo de 0,64 para acidentes sem afastamento, em 2017	<i>Recordable Rate** - próprios</i>	0	0	0	0
	<i>Recordable Rate** - contratados</i>	0,70	0	0,36	0,33
Zero acidentes com a população	Nº de acidentes fatais	0	0	0	0
	Nº de acidentes totais	0	0	0	0

*Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho)

**Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

O acompanhamento das taxas segue os critérios pelo Occupational Safety & Health Administration (OSHA), agência do Departamento de Trabalho dos Estados Unidos. Até o 4T16, o reporte era realizado de acordo com os critérios da NBR 14.280.

Quanto ao desempenho ambiental, foram evitadas 70 tCO₂e no 2T17 e 137 tCO₂e no 1S17 devido, principalmente, à redução do consumo próprio de energia das usinas.

Meta	Indicador de Desempenho	2T16	2T17	1S16	1S17
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*	2.273	1.321	5.135	2.960

*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 aos meses maio e junho de 2017 não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. O fator do mês abril de 2017 foi utilizado nas estimativas de gases de efeito estufa deste trimestre.

COLABORADORES

Um dos objetivos traçados pelo Planejamento Estratégico Sustentável da AES Brasil é ser reconhecido como um dos melhores lugares para se trabalhar. O foco da AES Brasil é garantir que os seus 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. A AES Tietê Energia foi reconhecida em 2016 entre as 150 Melhores Empresas para Trabalhar pelo Guia Você S/A.

Um dos principais indicadores é a rotatividade voluntária que fechou em 0,74%, para o 2T17, frente a 0,85% para o 2T16 e 2,30% para o 1S17, frente a 1,71% no 1S16.

Indicador de Desempenho	2T16	2T17	1S16	1S17
Rotatividade Voluntária	0,85%	0,74%	1,71%	2,30%

COMUNIDADE / INSTITUTO AES

O Instituto AES 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. Os pilares de atuação do Instituto AES são (i) formação do cidadão; (ii) inovação para o desenvolvimento

social; (iii) empreendedorismo consciente; e (iv) voluntariado. A missão do Instituto está alinhada à estratégia de negócios, à inovação e ao crescimento da AES Brasil, e os projetos são desenvolvidos em rede, incluindo os beneficiários, as comunidades e os parceiros. Com isso, os recursos próprios e incentivados investidos em projetos sociais são alocados com mais assertividade em relação ao potencial de impacto socioambiental.

Até 30 de junho de 2017, foi doado pela Companhia o montante de R\$ 650 mil reais para o Instituto AES para viabilizar novos projetos, realizar o monitoramento de projetos em execução e realizar a gestão geral da atuação social da Companhia.

No 2T17 foram realizadas atividades de projetos educacionais e culturais em 10 municípios no entorno das usinas hidrelétricas da Companhia, com recursos aportados pela AES Tietê Energia no final de 2016 por meio da Lei Rouanet, totalizando R\$ 1,5 milhão. Além disso, doações realizadas pela Companhia aos Fundos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente e aos Fundos do Idoso de oito cidades, somando R\$ 887 mil beneficiando mais de 20 entidades sociais em 2017.

DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS

ESTRATÉGIA DE CRESCIMENTO

A estratégia de crescimento da Companhia consiste em buscar oportunidades por meio da adição de capacidade instalada de geração a partir de fontes não hidráulicas e com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo. Adicionalmente, a empresa busca complementar seu portfólio com novas energias/ tecnologias, como geração distribuída e armazenamento de energia via baterias.

Dessa maneira, alinhado com seu direcionador estratégico de redução de riscos a Companhia tem como foco, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes de energia não hidráulica com contratos regulados de longo prazo.

A seguir, apresentaremos as principais frentes de desenvolvimento da Companhia, visando seu plano de crescimento.

Aquisição do Complexo Eólico Alto Sertão II

Em 13 de janeiro de 2017 a AES Tietê Energia acordou com a Renova Energia S.A. uma proposta para a aquisição do conjunto de parques eólicos que constituem o Complexo Eólico Alto Sertão II (“Alto Sertão II” ou “Complexo Alto Sertão II”), por um valor total, ainda sujeito a alterações, de R\$ 650,0 milhões.

Em 18 de abril de 2017, a AES Tietê celebrou com a Renova Energia um Contrato de Compra e Venda de Ações pela totalidade das ações da Nova Energia Holding S.A. (“Nova Energia”), detentora, por meio da Renova Eólica, do Complexo Alto Sertão II. O valor da aquisição é de R\$ 600,0 milhões e tem por base a estimativa da AES Tietê para 31 de dezembro de 2016, feita a partir das demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2016. O valor da aquisição está sujeito a determinados ajustes usuais neste tipo de transação incluindo ajuste de capital de giro. Com a aquisição, a AES Tietê deve assumir uma dívida de R\$ 1.150,0 milhões, com base em 31 de dezembro de 2016.

Em 03 de agosto a Companhia anunciou a conclusão da aquisição da totalidade das ações da Nova Energia, detentora, por meio da Renova Eólica, do Alto Sertão II. O Complexo Eólico Alto Sertão II está localizado no Estado da Bahia, possui capacidade instalada total de 386,1 MW 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, conforme abaixo.

Parques Eólicos - Alto Sertão II			
LER 2010	Capacidade Instalada (MW)	LEN (A-3) 2011	Capacidade Instalada (MW)
Dos Araças	31,9	Ametista	28,6
Da Prata	21,8	Borgo	20,2
Morrão	30,2	Caetité	30,2
Seraíma	30,2	Dourados	28,6
Tanque	30,0	Espigão	10,1
Ventos do Nordeste	23,5	Maron	30,2
TOTAL	167,7	Pelourinho	21,8
		Plóes	30,2
		Serra do Espinhaço	18,5
		TOTAL	218,4

O valor total pago pela Companhia para a aquisição foi de R\$ 600,0 milhões. Além do pagamento do preço de aquisição, a Companhia assumiu a dívida do Complexo Eólico Alto Sertão II no valor de R\$ 1.150,0 milhões. O preço de aquisição será ajustado com base em determinadas variações de capital de giro e dívida líquida do Complexo Eólico Alto Sertão II, previstas para ocorrer em até 70 dias após a data do fechamento da operação. A aquisição representa um passo importante para a estratégia de crescimento da AES Tietê Energia de, até 2020, compor 50% de seu EBITDA com fontes não hidráulicas com contratos regulados de compra e venda de energia elétrica de longo prazo, e de criação de valor para os seus acionistas.

Aquisição do Complexo Solar Boa Hora

Em 01 de agosto de 2017 a AES Tietê Energia assinou um contrato de compra e venda de ações com a European Energy A/S, Eólica Tecnologia Ltda. e Solar Tecnologia Ltda. para a aquisição da totalidade das ações correspondentes ao capital social do Complexo Solar Boa Hora.

Este Complexo Solar foi outorgado no 8º Leilão de Energia de Reserva realizado em 13 de novembro de 2015 o direito de fornecimento de energia contratada por vinte anos a R\$ 291,75/MWh, com início de operação comercial previsto para 01 de novembro de 2018, com capacidade total projetada de 91 MWp (75 MWca).

O valor total da aquisição é de R\$ 75,0 milhões, a ser realizado através da utilização do caixa da Companhia, sujeito a ajustes usuais em operações dessa natureza.

O fechamento da aquisição está sujeito ao cumprimento de condições precedentes comuns para este tipo de operação. Após o fechamento da operação, entretanto, a Companhia irá protocolar na ANEEL um pedido de alteração de características técnicas do Complexo Solar com o objetivo de construí-lo em terreno localizado na cidade de Ouroeste, a 3 km da Usina Hidrelétrica Água Vermelha. Com a aprovação de referida alteração, a AES Tietê Energia aumentará a capacidade instalada do sistema de geração da Companhia no Estado de São Paulo.

Novas Energias - Geração Distribuída e Armazenamento de Energia

A expansão das fontes renováveis intermitentes na matriz de geração elétrica brasileira, como parques eólicos e 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 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 em 2017. 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.

A AES Tietê Energia também trabalha em estudos e propostas comerciais para a instalação de sua primeira “fazenda solar”, modalidade de geração distribuída por meio do modelo de autoconsumo remoto.

Armazenamento de energia, por meio de baterias (“*Energy Storage*”)²¹, é outra importante linha de negócio oferecida pela AES Tietê Energia. A AES Corp é líder mundial em *Energy Storage*, e no Brasil a AES Tietê Energia é pioneira em oferecer esta solução para o mercado. A Companhia vem realizando diversas apresentações e seminários relacionados a *Energy Storage* em São Paulo e no 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, integração de fontes renováveis intermitentes, geração de ponta e diferimento/otimização de investimentos em linhas de transmissão e distribuição.

A usina hidrelétrica 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 166,4 kW em baterias de íons de lítio, será instalado no início do 2S17 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.

Em complemento às iniciativas acima descritas, a Companhia também mantém seus esforços para atender à obrigação de expansão, via projetos solares ou térmicas a gás natural, conforme será detalhada na seção abaixo.

Obrigação de Expansão

O Edital de Privatização da AES Tietê Energia estabeleceu à Companhia a obrigação de expandir a capacidade instalada de seu sistema de geração em, no mínimo, 15% (aproximadamente 400 MW) no Estado de São Paulo. Essa expansão deveria se dar por intermédio da geração de energia nova, no período de oito anos a partir da assinatura do seu contrato de concessão, ocorrida em dezembro de 1999 (“Obrigação de Expansão”).

Contudo, foram estabelecidas novas condições regulatórias, posteriores à privatização, em especial a criação de um novo modelo do setor elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004, que dificultaram o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal como originalmente concebida.

Com o novo modelo do setor, a AES Tietê Energia passou a sujeitar-se às restrições para a comercialização de energia elétrica. A Companhia foi impedida de negociar contratos diretamente com as distribuidoras e essas, por sua vez, foram obrigadas a adquirir energia em leilões de energia nova, dificultando o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio de novos empreendimentos construídos no Estado de

²¹ A AES possui 10 anos de experiência nesta tecnologia. Com 436 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 ADVANCIION.

São Paulo. Há ainda dificuldades regionais, tais como o baixo volume de recursos hídricos viáveis ainda inexplorados no estado e o potencial eólico e solar com menores fatores de capacidade em comparação com projetos em outros estados do país, o que dificulta a competitividade de projetos de geração de energia no Estado de São Paulo no atual modelo dos leilões.

Em setembro de 2011, a Companhia foi citada em uma ação ordinária na qual o Estado de São Paulo requereu que a AES Tietê Energia cumprisse, em um prazo de 24 meses, a obrigação de expandir sua capacidade instalada. O juiz responsável pela ação ordinária concedeu liminar, determinando o início do decurso do prazo de 60 dias para a Companhia apresentar seu plano para o cumprimento da Obrigação de Expansão. A AES Tietê Energia apresentou como plano de expansão da sua capacidade o projeto “Termo São Paulo”, com capacidade líquida de aproximadamente 500 MW.

Em dezembro de 2012, foi anexada ao processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o projeto apresentado pela AES Tietê Energia, no qual se alegava basicamente que: (i) o plano apresentado foi consistente; (ii) não existia garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execução do plano; (iii) a usina termelétrica não seria a única alternativa para cumprir a obrigação de expansão; e (iv) mesmo que o gás fosse fornecido pela Petrobrás, não haveria garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não poderia ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da Obrigação de Expansão. O juízo de 1ª instância determinou que a AES Tietê Energia 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.

Em junho de 2013, a AES Tietê Energia: (i) apresentou seus comentários sobre as considerações do Estado de São Paulo; (ii) apresentou laudo pericial elaborado pela PSR (consultoria especializada no setor elétrico brasileiro) relativo às dificuldades de cumprimento da Obrigação de Expansão no Estado de São Paulo; e (iii) informou seu interesse em uma audiência de conciliação.

Em agosto de 2013, as partes foram intimadas sobre a designação de uma audiência de conciliação para outubro de 2013. A audiência de conciliação foi realizada, tendo o juiz responsável pelo caso determinado a suspensão do processo até dezembro de 2013 para que as partes estudassem alternativas para expandir a capacidade de geração da AES Tietê Energia, que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo pela Companhia, qual seja, o projeto Termo São Paulo.

Entre outubro e dezembro de 2013, a AES Tietê Energia e o Estado de São Paulo se reuniram algumas vezes para discutir o potencial energético de diferentes fontes e estudar alternativas à Obrigação de Expansão.

Em março de 2014, foi publicada uma determinação do juiz para que as partes informassem se chegaram a uma composição, tendo tanto a Companhia, quanto o Estado de São Paulo, apresentado pedido de suspensão do processo por 60 dias, a fim de dar continuidade às negociações.

Em maio de 2014, a AES Tietê Energia apresentou um novo pedido de suspensão do processo, tendo em vista as negociações com o Estado de São Paulo. Esse novo pedido foi apresentado antes de uma decisão relativa à suspensão de 60 dias anteriormente requerida por ambas as partes. Em agosto 2014 este novo pedido de suspensão foi aprovado e a AES Tietê Energia trabalha atualmente no desenvolvimento do plano de expansão a ser apresentado ao Estado de São Paulo.

Em abril de 2015, após o juiz solicitar à Companhia e ao Estado de São Paulo a apresentação de uma manifestação acerca da conclusão do período de suspensão, a Companhia apresentou novo pedido de suspensão do processo por 90 dias, considerando que as negociações com o Estado de São Paulo haviam avançado positivamente.

Em junho de 2015, foi realizada audiência para tentativa de conciliação entre as partes, que restou infrutífera. Nesta ocasião, as partes requereram em conjunto a suspensão do processo por 30 dias, o que foi deferido. Durante este período as partes tentaram encontrar opções para cumprir com a obrigação de expansão da capacidade, mas não lograram êxito.

Em agosto de 2015, a AES Tietê Energia apresentou petição informando que não foi obtido acordo e requerendo a produção de provas, especialmente pericial.

Em fevereiro de 2017, o juiz determinou a realização da produção de prova pericial, nas especialidades de Economia e Engenharia, bem como rejeitou o argumento da AES Tietê Energia relativo à prescrição da propositura da ação ajuizada pelo Estado de São Paulo.

Em março de 2017, a AES Tietê Energia indicou assistente técnico, bem como com quesitos, a serem respondidos pelo Perito. Na mesma data, a AES Tietê Energia apresentou recurso de agravo contra a rejeição da prescrição.

Ainda em março de 2017, foi proferida decisão no recurso de agravo interposto pela AES Tietê Energia, suspendendo a decisão que rejeitou o argumento relativo à prescrição. Com esta decisão, até que o mérito do recurso de agravo da AES Tietê Energia seja julgado, a perícia e o andamento do processo na 1ª instância estarão suspensos. Vale ressaltar que, contribuíram para o cumprimento 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.

No dia 31 de maio de 2017 o Tribunal de Justiça negou provimento ao recurso da Companhia que pretendia o reconhecimento da prescrição. Os desembargadores entenderam que esta matéria deverá ser julgada em recurso contra eventual decisão de mérito desfavorável à Companhia, a ser proferida em 1ª instância. Com isso, é provável que a suspensão do processo anteriormente deferida seja revogada e, conseqüentemente, iniciado o procedimento de perícia em 1ª instância.

Em 26 de julho de 2017, a Companhia interpôs Recurso Especial, o qual será analisado pelo Superior Tribunal de Justiça. O objetivo deste recurso é que o argumento relativo à prescrição seja analisado antes do julgamento de mérito em 1ª instância.

Projetos em desenvolvimento no Estado de São Paulo

O projeto Termo São Paulo consiste na construção de uma termelétrica a gás natural com capacidade líquida de geração de aproximadamente 500 MW denominada Termo São Paulo.

Desde 2012, a Companhia possui uma opção de compra de um projeto de usina termelétrica, com capacidade líquida de 579 MW, a ser instalada no interior do Estado de São Paulo. Com isso, foi garantida exclusividade para avaliação do projeto nos próximos anos e a possibilidade de adequá-lo aos padrões de desenvolvimento de negócios da AES Tietê Energia. Porém, o principal entrave de ambos os projetos, que é o contrato de fornecimento de gás, continua sem solução até a presente data. Por isso, a Companhia optou por não continuar mais com esta opção de compra e como consequência deu baixa contábil ao projeto em junho de 2017.

Por isso, 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 termelétrica a gás natural em um dos terrenos disponíveis no site da EMAE, de pedra, onde a térmica Fernando Gasparian está localizada. Atualmente, estão sendo realizados estudos de pré-viabilidade ambiental para definição da potência permitida, necessária para o início desse projeto, para então começar o processo de licenciamento ambiental.

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

Como outra alternativa, no ano 2015 a Companhia começou a desenvolver o projeto solar Água Vermelha /II (“AGV II”) com capacidade instalada de até 150 MWca e localizado no município de Ouroeste no Estado de São Paulo, a aproximadamente 3 km da usina hidrelétrica de Água Vermelha da AES Tietê Energia. O

projeto já possui um contrato de opção pelo arrendamento de terra assinado, solução de conexão definida e licença ambiental prévia emitida pela CETESB em 16 de maio de 2016, estando apto para participar de leilões em 2017.

Conforme anteriormente mencionado, a Companhia assinou contrato de compra para a aquisição do projeto Boa Hora (91 MWp/75 MWca). Caso a ANEEL autorize a transferência do projeto para o Estado de São Paulo, a Companhia irá utilizar o terreno e solicitar licença ambiental de instalação do projeto AGV Solar para iniciar a construção do projeto Boa Hora. A capacidade remanescente do projeto poderá ser leiloada em futuros leilões de energia nova, organizados pelo governo federal.

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 e seu respectivo suplente pelo BNDES Participações S.A. - BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um é membro efetivo e independente indicado pelo controlador, um membro efetivo e respectivo suplente são indicados pelos acionistas minoritários e também considerados conselheiros independentes e o último membro efetivo e seu respectivo suplente 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 que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

A Diretoria é composta por seis membros, incluindo o Diretor Presidente e o 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 trimestralmente o balancete 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 e quatro membros suplentes, dos quais: dois efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente foram indicados pela BNDESPAR nos termos do Acordo de Acionistas da Companhia, um efetivo e respectivo suplente foram indicados pelos acionistas minoritários preferencialistas da Companhia e um membro efetivo indicado pelos acionistas minoritários ordinários da Companhia.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, por ser subsidiária da The AES Corporation, companhia de capital aberto com ações na Bolsa de Nova York, a AES Tietê Energia adequou seus controles internos à 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 constituiu, 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.

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* da AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa com a transparência e com a asseguarção da conduta ética em todos os seus negócios. As iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa visam resguardar os mais elevados níveis de integridade e de valores éticos junto a todos os públicos de relacionamento do Grupo.

O programa conta com diversas iniciativas de comunicação e treinamento como, por exemplo, treinamento bienal do Guia de Valores da AES (reciclagem), o Boletim *AES Helpline* (enviado para todos os colaboradores do Grupo), o “Dia Mundial da Ética” (evento voltado para a liderança que promove atividades e discussões sobre os Valores da AES), e o evento “Multiplicadores de Ética” (ação que ocorre semestralmente em que os líderes discutem com seus subordinados dilemas éticos).

Além disso, a AES Brasil conta com o *AES Helpline*, um canal confidencial para reporte de relatos e questionamentos sobre dilemas éticos, aberto para todas as nossas partes interessadas (funcionários, terceirizados, fornecedores, prestadores de serviço e clientes), disponível 24 horas por dia, 7 dias por semana, em idioma local. O contato com o *AES Helpline* pode ser feito de forma identificada ou anônima. O sigilo é mantido e todas as informações são tratadas com confidencialidade.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Tietê Energia está comprometida em manter os mais altos padrões éticos em todas as suas transações comerciais. Os colaboradores da AES Tietê Energia, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à AES Tietê Energia devem aderir a todas as leis e regulamentos aplicáveis e demonstrar comportamento ético em suas relações e decisões de negócios. O Programa de *Compliance* da AES Tietê Energia visa a “conhecer o seu parceiro de negócios”, o qual exige que a AES Tietê Energia conduza o processo de *due diligence* em seus potenciais parceiros antes de firmar ou renovar um acordo de negócios, visando a assegurar que tais padrões éticos e legais sejam devidamente respeitados em todas as suas transações comerciais.

EQUIPE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATOS

Gerência de Relações com Investidores		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aestiete@aes.com		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Erika Lima	erika.regina@aes.com	(11) 2195-4881
Gabriela Rigo Bussotti	gabriela.bussotti@aes.com	(11) 2195-7433
Ivan Martins Vaz	ivan.martins@aes.com	(11) 2195-2827

ANEXOS

DADOS CONSOLIDADOS- R\$ mil

CONSOLIDADO		
A TIVO	30.06.2017	31.12.2016
ATIVO CIRCULANTE	1.869.826	776.479
DISPONIBILIDADES	1.584.106	577.617
Caixa e bancos	200.467	72.086
Aplicações financeiras	1.383.639	505.531
CRÉDITOS	231.075	151.817
Revendedores	231.075	146.897
Outras contas a receber	-	4.920
OUTROS	54.645	47.045
Tributos e contribuições sociais	43.848	23.378
Tributos a recuperar	810	20.968
Outros créditos	4.848	2.016
Despesas pagas antecipadamente	5.139	683
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.280.065	3.323.100
Revendedores	13.075	13.075
Tributos e contribuições sociais diferidos	150.293	159.665
Outros tributos compensáveis	625	698
Cauções e depósitos vinculados	4.726	4.465
Outros créditos	481	39
Imobilizado	3.064.947	3.089.307
Intangível	45.918	55.851
TOTAL DO ATIVO	5.149.891	4.099.579

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.06.2017	31.12.2016
PASSIVO CIRCULANTE	1.495.746	827.945
FINANCIAMENTOS	918.461	255.776
Arrendamento Financeiro	900.366	315
Debêntures	18.095	255.461
FORNECEDORES	439.698	411.782
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	91.562	63.404
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	1.493	52.569
PROVISÃO PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	1.165	1.571
OUTROS	43.367	42.843
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	2.025.786	1.693.535
FINANCIAMENTOS	1.494.596	1.190.794
Arrendamento Financeiro	311	333
Debêntures	1.494.285	1.190.461
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	74.737	72.019
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	416.463	393.757
OUTROS	39.990	36.965
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.628.359	1.578.099
Capital Social	416.646	416.646
Reservas de Capital	198.204	198.072
Reservas de Lucro - Legal	73.425	73.425
Ajuste de avaliação patrimonial	830.069	858.717
Dividendos adicional propostos	-	34.528
Lucros acumulados	112.305	-
Outros	(2.290)	(3.289)
TOTAL DO PASSIVO	5.149.891	4.099.579

Demonstração dos Resultados	2T16	2T17	Var (%)	1S16	1S17	Var (%)
Receita Operacional Bruta	465.450	453.006	-2,7%	898.265	908.830	1,2%
Suprimento e Transporte de Energia	465.410	450.922	-3,1%	898.202	906.719	0,9%
Outras Receitas	40	2.084	5048,8%	63	2.111	3225,7%
Deduções da Receita Operacional	(53.389)	(53.615)	0,4%	(103.052)	(106.273)	3,1%
Receita Operacional Líquida	412.061	399.391	-3,1%	795.213	802.557	0,9%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(208.335)	(227.620)	9,3%	(455.180)	(408.908)	-10,2%
Pessoal	(23.916)	(30.498)	27,5%	(46.623)	(56.884)	22,0%
Entidade de Previdência Privada	213	(1.066)	-600,5%	(313)	(2.145)	585,3%
Material	(1.841)	(4.137)	124,7%	(3.765)	(6.444)	71,2%
Serviços de Terceiros	(18.068)	(21.216)	17,4%	(39.395)	(38.249)	-2,9%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(18.797)	(11.995)	-36,2%	(41.752)	(25.732)	-38,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(75.475)	(68.302)	-9,5%	(173.514)	(111.370)	-35,8%
Transmissão e Conexão	(25.381)	(29.481)	16,2%	(55.295)	(59.239)	7,1%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.684)	(1.695)	0,6%	(3.429)	(3.390)	-1,1%
Depreciação e Amortização	(38.052)	(41.158)	8,2%	(80.815)	(78.294)	-3,1%
Provisões Operacionais	(958)	(1.381)	44,2%	(1.437)	(5.612)	290,5%
Outras despesas (receitas) operacionais	(4.376)	(16.691)	281,4%	(8.842)	(21.549)	143,7%
Resultado do Serviço	203.726	171.771	-15,7%	340.033	393.649	15,8%
EBITDA	241.778	212.929	-11,9%	420.848	471.943	12,1%
Receita (Despesa) Financeira	(47.788)	(31.114)	-34,9%	(71.204)	(62.842)	-11,7%
Receitas Financeiras	21.883	19.506	-10,9%	45.931	39.006	-15,1%
Despesas Financeiras	(74.384)	(48.773)	-34,4%	(126.439)	(101.198)	-20,0%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	4.713	(1.847)	-139,2%	9.304	(650)	-107,0%
Resultado Antes dos Tributos	155.938	140.657	-9,8%	268.829	330.807	23,1%
Provisão para IR e Contribuição Social	(36.656)	(36.437)	-0,6%	(67.442)	(82.266)	22,0%
Impostos Diferidos	(16.174)	(13.242)	-18,1%	(23.817)	(31.563)	32,5%
Lucro Líquido do Exercício	103.108	90.978	-11,8%	177.570	216.978	22,2%

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, através 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 hidrelétricas.

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 hidrelétricas 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.

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. Através 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

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 hidrelétricas, 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.

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Tietê Energia, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Companhia, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Companhia. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

ri.aestiete.com.br

ri.aestiete@aes.com

(11) 2195-7048

