

Divulgação de Resultados

2º TRI 2017



AES Eletropaulo supera previsão de redução de custos do Programa de Produtividade. EBITDA 37% superior ao 2T16.

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

RESULTADOS

2T17

Teleconferência de resultados

09.08.2017
11h00 (BRT) e 10h00 (EDT)

Código: AES Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

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

Índice

DESTAQUES	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	7
DESEMPENHO OPERACIONAL	9
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	19
ENDIVIDAMENTO	30
INVESTIMENTOS	33
FLUXO DE CAIXA	35
MERCADO DE CAPITAIS	36
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	37
GOVERNANÇA CORPORATIVA	39
OUTROS EVENTOS	42
ANEXOS	48

Nossa estratégia se baseia em três pilares: Excelência Operacional, Gestão de Riscos e Fortalecimento da Governança Corporativa. Em relação à Excelência Operacional, nossos indicadores de qualidade apresentaram uma importante evolução ao longo de 2016 e agora em 2017. O DEC acumulado dos últimos 12 meses apresentou uma queda de 33% no 2T17 em relação ao 2T16, enquanto sua parcela não-programada apresentou uma expressiva redução de 47%, equivalente a 7 horas. O FEC apresentou uma redução de 5% no 2T17, enquanto sua parcela não-programada diminuiu 9%. Esse resultado é fruto do nosso novo patamar de investimentos na rede e da implementação de processos para garantir eficiência. O foco na melhoria dos serviços, e consequente aumento na satisfação dos clientes, reflete nosso comprometimento com os objetivos do nosso Plano de Criação de Valor.

Destaco o resultado que atingimos no nosso Programa de Produtividade no 2T17. Reduzimos nossos custos operacionais em R\$ 77 milhões, acima da projeção de R\$ 70 milhões para o trimestre, o que demonstra nossos esforços em atingir as metas propostas para o mercado. Para o 3T17 estimamos uma redução de R\$ 80 milhões e R\$ 200 milhões para o ano completo de 2017. Para 2018, estimamos uma redução de R\$ 150 milhões. Os valores são em termos reais, ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), em comparação com o resultado de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão.

Na frente de gestão da receita, a plataforma de negociação online e a célula dedicada ao público de baixa renda - que representa 50% da nossa PCLD - geraram uma redução significativa de 50,4% da PCLD no 2T17 em relação ao mesmo período do ano anterior. Este resultado também reflete a implementação de ações de cobrança, com diminuição do ticket médio da carteira de inadimplentes no 2T17 em 21,7%, além da transformação do papel do leiturista em agente comercial, que vem mudando a forma nos relacionamos com nossos clientes e com a comunidade.

Em relação à frente de Gestão de Riscos e Contingências, temos trabalhado ativamente na mitigação de riscos e redução da volatilidade, através da diminuição da sobrecontratação, mantendo-a dentro do limite regulatório e do novo aditivo ao contrato de concessão, este último em tratativa junto à ANEEL. Destaco ainda, que como resultado das nossas iniciativas de renegociação bilateral e revisão de estimativas, reduzimos nossa projeção de sobrecontratação para 104,2% em 2017, abaixo do limite regulatório.

Em relação à Governança Corporativa, continuamos seguindo o cronograma do projeto de migração para o Novo Mercado. Este é um importante passo para que a AES Eletropaulo tenha mais acesso ao mercado de capitais, permitindo maior flexibilidade para aumento de capital através de emissão de ações e consequentemente melhoria na nossa capacidade de investimento. Em breve divulgaremos mais informações sobre a Assembleia dos Acionistas e convidamos todos os acionistas a participar.

Nossa estratégia já se reflete no nosso desempenho financeiro. O EBITDA reportado no período totalizou R\$ 262,2 milhões, um aumento de 37,5% comparado ao 2T16, variação esta justificada pelos resultados do nosso Programa de Produtividade, e consequente redução do OPEX. Encerramos o 2T17 com uma dívida líquida de R\$ 3,7 bilhões, uma redução de 1,6% em relação ao 2T16 e um nível de endividamento de 2,91x Dívida Líquida¹/EBITDA Ajustado², abaixo do limite previsto nos *covenants* das nossas dívidas (3,5x). Por fim, destaco os nossos investimentos, no montante de R\$ 237,2 milhões no 2T17, principalmente em Serviço ao Consumidor e Confiabilidade Operacional, 35,5% superior comparado ao 2T16.

R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)	Indicadores	2T17	2T16	Var (%)
Receita Líquida	2.990,5	2.800,4	6,8%	5.866,4	5.680,7	3,3%	Dívida Líquida ⁴ (R\$ milhões)	3.652,1	3.710,2	-1,6%
Despesas Operacionais ¹	2.489,6	2.429,6	2,5%	4.909,3	4.986,9	-1,6%	Dívida Líquida ³ / PL	1,33 x	1,71 x	-22,0%
EBITDA	262,2	190,7	37,5%	498,3	371,8	34,0%	Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (LTM)	2,91 x	3,02 x	-3,0%
Margem EBITDA	8,8%	6,8%	1,95 p.p.	8,5%	6,5%	1,95 p.p.	EBITDA Ajustado ⁴ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	2,42x	2,38x	0,04 p.p.
EBITDA ajustado ²	360,2	228,0	58,0%	694,4	445,1	56,0%	Dados Operacionais	2T17	2T16	Var (%)
Margem EBITDA Ajustado	12,0%	8,1%	3,90 p.p.	11,8%	7,8%	4,00 p.p.	Mercado Total (GWh)	10.777,0	11.000,1	-2,0%
Lucro (Prejuízo) Líquido	31,4	3,5	811,2%	44,0	34,1	29,3%	Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	204,92	142,58	43,7%
Patrimônio Líquido (PL)	2.739,2	2.167,1	26,4%	2.739,2	2.167,1	26,4%	Funcionários	7.303	7.251	0,7%
Investimentos (Capex)	237,2	175,1	35,5%	454,2	318,2	42,7%	Unidades Consumidoras / Funcionários	2.910	2.875	1,2%

¹ - Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; ² - Ajustado por FCesp e Ativo Possivelmente Inexistente; ³ - Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada; ⁴ - Ajustado por FCesp; ⁵ - Tarifa Média líquida (R\$/MWh); LTM = últimos 12 meses

ELPL4: R\$ 15,00 (07/08/2017)

VALOR DE MERCADO: R\$ 2.510,2

VALOR DE MERCADO: US\$ 803,0

São Paulo, 07 de agosto de 2017 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (B3: ELPL3 e ELPL4) anuncia 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 da Controladora e em milhares de reais, de acordo com a legislação societária.

¹ Dívida conforme *Covenants*

² Ajustado por despesa com fundo de pensão

DESTAQUES 2T17

Estratégia de Criação de Valor

- A Companhia projetava redução das despesas operacionais³ de R\$ 70 milhões no 2T17 e devido aos esforços do Programa de Produtividade, superou esta meta alcançando R\$ 77 milhões. Para o 3T17, a redução esperada é de R\$ 80 milhões, somando R\$ 200 milhões em 2017 e R\$ 150 milhões em 2018;
- Investimentos totalizaram R\$ 237,2 milhões no 2T17, sendo R\$ 214,7 milhões de recursos próprios e R\$ 22,6 milhões de recursos de terceiros. Os investimentos projetados para 2017 totalizam R\$ 942,0 milhões⁴;
- Migração Novo Mercado: estatuto social aprovado pela B3 e ANEEL e operação aprovada pelos principais credores. Em breve serão divulgadas novas informações sobre a convocação da Assembleia para votação da operação.

Comercial

- Redução de 2,0% do mercado total, com retração de 8,3% no mercado cativo, ainda refletindo principalmente a migração de consumidores especiais no comparativo entre 2T17 e 2T16;
- O portal de negociação lançado no 1T17 resultou em 45 mil negociações no 2T17, somando mais de R\$ 23,6 milhões negociados, dentre os quais R\$ 11,8 milhões arrecadados;
- Lançamento de hotsite para informar os clientes sobre investimentos na rede, permitindo consultar obras em andamento, assim como a programação de interrupções para manutenções.

Financeiro

- Receita Líquida de R\$ 2.990,5 milhões no 2T17, representando um aumento de 6,8% no comparativo com o 2T16 (R\$ 2.800,4 milhões);
- OPEX reportado, excluindo depreciação e custo com construção, de R\$ 583,9 milhões no 2T17. Uma redução de 7,4% em relação ao 2T16;
- EBITDA reportado de R\$ 262,2 milhões no 2T17, com crescimento de 37,5%, em relação a R\$ 190,7 milhões no 2T16. EBITDA ajustado⁵ de R\$ 360,2 milhões no 2T17 vs. R\$ 228,0 milhões do 2T16;
- Lucro líquido reportado no 2T17 de R\$ 31,4 milhões vs. R\$ 3,5 milhões no 2T16;
- Saldo de CVA passiva em R\$ 501,6 milhões no 2T17, beneficiando o caixa da Companhia vs. CVA passiva de R\$ 713,6 milhões no 2T16;
- Indicador de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,91x no 2T17, apresentou redução de 3,5% (vs. 3,02x no 2T16).

Regulatório

- Redução do nível de contratação do ano de 2017 para 104,2%, reflexo das negociações bilaterais e da participação nos MCSD's, e revisão do volume previsto para o mercado. Nível de sobrecontratação previsto para 2018 de 105,1%;
- Reajuste Tarifário Anual de 4,48%, refletindo reajuste econômico de 4,6%, com efeito positivo na Parcela B de +0,21%. O reajuste entrou em vigor a partir de 4 de julho de 2017;
- Em maio de 2017 foram iniciadas discussões com a ANEEL para negociação do aditivo ao contrato de concessão com previsão de resposta por parte da agência no 1S18. A Companhia acredita que o novo aditivo irá gerar valor para clientes, comunidade e acionistas.

Reconhecimentos e Socioambiental

- O Projeto Recicle Mais, Pague Menos teve 529 novos clientes cadastrados no 2T17, totalizando 51,4 mil clientes cadastrados desde o início do projeto;
- Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 17,4 mil famílias no 2T17 vs. 11,8 mil no 2T16, totalizando mais de 793 mil regularizações desde a implementação do programa em 2004.

³ Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos), excluindo fundo de pensão e em comparação com as despesas operacionais de 2016.

⁴ Recursos próprios e de terceiros, em termos nominais.

⁵ EBITDA ajustado pelo fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A AES Eletropaulo é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a consumidores finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro).

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela B).

Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Com a adoção do IFRS em 2011, as oscilações dos preços dos itens da Parcela A (CVA), definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou da revisão tarifária, passaram a impactar o resultado da AES Eletropaulo, uma vez que só eram reconhecidas e repassadas aos consumidores no evento tarifário seguinte. A partir de dezembro de 2014, em atendimento a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, e após a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA, a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Companhia, os custos de depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo o Fator X calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora e para determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi baseado no componente de produtividade - XPd, e no componente de trajetória de custos operacionais - XT. O componente de qualidade - XQ é estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais, quando os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator XQ.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da AES Eletropaulo é 4 de julho.

EVENTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual

Conforme informado ao mercado por meio de Fatos Relevantes divulgados em 28 de junho e 03 de julho de 2017, a ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria que ocorreu em 27 de junho de 2017, homologou o resultado do reajuste tarifário anual de 2017, a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2017.

A ANEEL aprovou um índice de reajuste tarifário à Companhia de 5,57%, composto por reajuste econômico de 4,60% e financeiro de +0,97%, resultando em um efeito médio de 4,48% a ser percebido pelos consumidores.

A Parcela A foi reajustada em 5,62%, representando 4,39% no reajuste econômico, afetado principalmente pelo Encargo de Transmissão (+7,11%).









A Parcela B foi reajustada em 0,98%, representando uma participação de +0,21% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de -0,30% no período de 12 meses findos em junho de 2017 acrescido pelo Fator X de -1,28%. Este último é composto pelos ganhos de produtividade de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais de -2,37%, previamente definidos na 4RTP, além do componente de qualidade de serviço de -0,04%.

O índice de reajuste tarifário foi de 4,48% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor), sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-3,79%
	Energia Comprada	1,07%
	Encargos de Transmissão	7,11%
	Parcela A	4,39%
Parcela B		0,21%
Reajuste Econômico		4,60%
CVA Total		-5,59%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		6,56%
Reajuste Financeiro		0,97%
Reajuste Total		5,57%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-1,09%
Efeito para o consumidor		4,48%

Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias, cujo objetivo é sinalizar ao consumidor os custos reais da geração de energia elétrica. Composto por três bandeiras (verde, amarela e vermelha), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, de acordo com o Custo Variável Unitário ("CVU") da última usina a ser despachada no sistema, conforme demonstrado na imagem a seguir.

Método vigente a partir de Fev/16 até Fev/17			Método vigente a partir de Fev/17		
Bandeira	Variação	Tarifa	Bandeira	Variação	Tarifa
Verde	 n/a	Sem aumento	Verde	 n/a	Sem aumento
Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$211/MWh	Aumento de R\$15/MWh	Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$211/MWh	Aumento de R\$ 20/MWh
Vermelho (patamar 1)	 CVU última usina despachada: PLD entre R\$ 422,56 e R\$ 610/MWh	Aumento de R\$30/MWh	Vermelho (patamar 1)	 CVU última usina despachada: PLD entre R\$ 422,56 e R\$ 610/MWh	Aumento de R\$ 30/MWh
Vermelho (patamar 2)	 CVU última usina despachada > R\$610/MWh	Aumento de R\$45/MWh	Vermelho (patamar 2)	 CVU última usina despachada > R\$610/MWh	Aumento de R\$ 35/MWh

Em 2016, o ano iniciou com Bandeira Tarifária Vermelha (Patamar 2) à um custo de R\$ 45/MWh. Em março de 2016 a Bandeira Tarifária foi reduzida para Amarela, quando passou a um custo de R\$ 15/MWh e de abril até dezembro deste mesmo ano permaneceu em Verde, refletindo condições favoráveis de hidrologia e redução do despacho térmico, exceto em novembro de 2016, quando ficou em Amarela devido a condições de geração menos favoráveis neste mês.

Em 14 de fevereiro de 2017, a Diretoria da ANEEL definiu os novos valores dos adicionais das bandeiras a serem cobrados a partir de fevereiro de 2017, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/2017. De acordo com tal decisão os adicionais foram definidos em:

- (i) Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- (ii) Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 20/MWh;
- (iii) Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 30/MWh
Patamar 2: acréscimo de R\$ 35/MWh

Nos meses de janeiro de 2017 a fevereiro de 2017, as condições da hidrologia mantiveram-se favoráveis e, portanto, houve a manutenção da Bandeira Verde, sem custo adicional aos consumidores de energia elétrica. Em março de 2017, no entanto, esteve em vigor a Bandeira Amarela, com acréscimo de R\$ 20/MWh, e nos meses de abril e maio de 2017 entrou em vigor a Bandeira Tarifária Vermelha – patamar 1, com acréscimo de custo de R\$ 30/MWh, indicando condições hidrológicas menos favoráveis. Em junho deste ano, a bandeira vigente voltou para o patamar verde, sem custos adicionais para os consumidores. Os fatores que contribuíram para o retorno da bandeira verde foram a maior afluência das vazões que chegaram aos reservatórios das hidrelétricas em maio de 2017 e a perspectiva de redução do consumo de energia elétrica.

No entanto, em julho e agosto de 2017, em função da piora das condições hidrológicas, as bandeiras amarela e vermelha – patamar 1 foram, respectivamente, acionadas.

Cabe destacar que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são compartilhados entre elas por meio da CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora; e (iii) a arrecadação de recursos financeiros por meio do faturamento das Bandeiras Tarifárias.

Consulta Pública - Regulação do Setor

Em 3 de julho de 2017, o MME anunciou uma série de alterações propostas em relação a legislação do setor elétrico. Segundo o governo, o principal objetivo destas medidas seria, entre outros pontos: (i) redução dos riscos para as distribuidoras; (ii) fortalecimento do mercado livre ao reduzir as barreiras de migração; e (iii) redução de subsídios. Após avaliação das contribuições da sociedade, as propostas finais deverão compor uma medida provisória (MP), a ser emitida pelo Presidente da República, e, posteriormente, a MP será convertida em lei com aprovação do Congresso.

Dentre estas alterações, que a Companhia entende como positivas, podem ser destacadas a adoção do sistema de tarifação binômia (até 31/12/2021), que blinda a receita das distribuidoras das flutuações da parcela não gerenciável pela distribuidora, e a tarifação horária, que permite tarifação distinta de acordo com os diferentes horários de consumo.

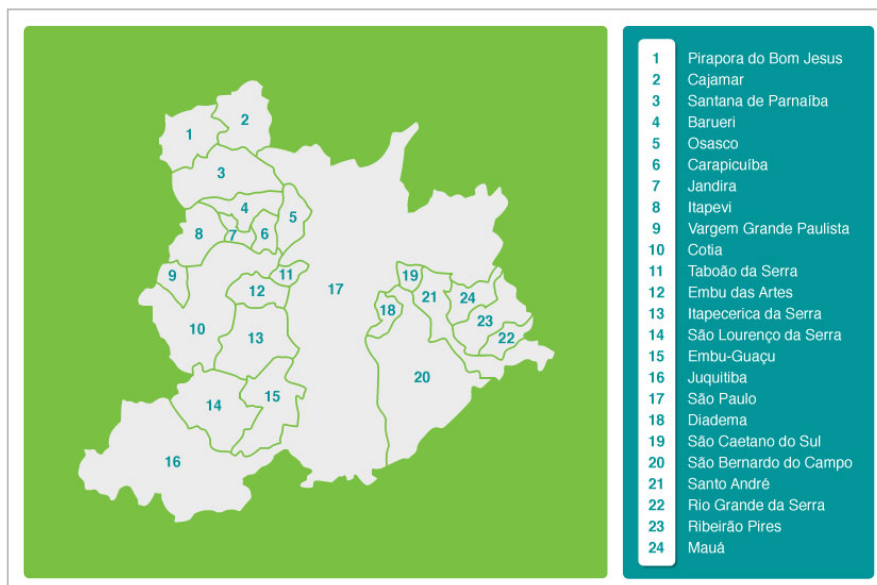
A Companhia entende, igualmente, como positivo, o objetivo do Governo em reduzir os riscos para distribuidoras, na medida em que passaria, entre outros pontos, a considerar como involuntária a sobrecontratação relacionada a migração de clientes para o mercado livre, protegendo a remuneração das empresas de distribuição. Por outro lado, a proposta reduz os limites de consumo para migração de cliente de forma escalonada, passando do limite atual de 3MW consumidos para que o cliente esteja habilitado a migrar para o mercado livre e, conseqüentemente, comprar energia diretamente das empresas geradoras, para 2MW em 2020 até 0,75MW em 2028.

A proposta está em Consulta Pública válida até 17 de agosto de 2017. A Companhia manterá o mercado informado de eventuais efeitos consequentes da proposta de regulação do setor.

PERFIL

ÁREA DE CONCESSÃO

Municípios da área de concessão da AES Eletropaulo



A AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida⁶ e está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a capital, principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão, 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, 1.564 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 33,9% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,6% do total do Brasil⁷.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável em prestar serviços sempre melhor e mais rápido e está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto, além de ser consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do país e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

A estratégia da AES Brasil, grupo do qual a AES Eletropaulo faz parte, está orientada por uma nova missão e visão, revisadas para o ciclo 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.

FOCO NO CLIENTE

A AES Eletropaulo tem a responsabilidade e o compromisso de prestar um serviço de qualidade e garantir a satisfação de seus clientes, sendo um dos objetivos de longo prazo do Planejamento Estratégico Sustentável da Companhia. São realizadas pesquisas com nossos clientes para avaliar a satisfação com o tempo de atendimento e nível de qualidade das informações prestadas, entre outros aspectos, após a solicitação de um desses serviços. A partir deste levantamento, são mapeados quais processos devem ser aprimorados por meio da implementação de novos sistemas, procedimentos e capacitações dos colaboradores e contratados.

A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia.

Índice de Desempenho	Meta (2017)	2017 ¹	2016	2015	2014
Índice de Satisfação de Clientes	79,6%	73,4%	74,7%	76,1%	79,6%

¹ Resultado de pesquisa oficial

Na rodada oficial realizada no 1T17, a AES Eletropaulo atingiu 73,4% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais - ISQP, nível 1,3 p.p. inferior em relação a 2016. A área de qualidade que apresentou a principal evolução foi "Fornecimento" (+ 5,4 p.p.), onde verifica-se uma melhora na percepção do cliente, reflexo das iniciativas de progresso da rede iniciadas em 2015.

A queda do indicador está associada a performance das áreas "Informação e Comunicação" (-8,2 p.p.), com destaque para o atributo "Conta de Energia" (-7,2 p.p.) e "Aviso de Desligamento Programado" (-16,1 p.p.), este último relacionado ao grande número de obras e manutenção (com interrupção de fornecimento) na rede em andamento, concentrado no final de 2016 e início deste ano por conta do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade.

⁶ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, de dezembro de 2016.

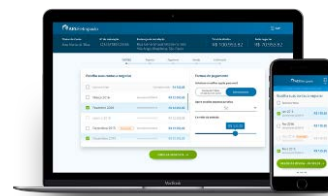
⁷ Números referentes a abril de 2017.

Com o objetivo de informar aos clientes sobre os investimentos na rede de energia elétrica, a Companhia está lançando um hotsite para que o cliente possa consultar de forma online as obras em andamento, conhecer os tipos de obras e suas respectivas quantidades por município e, no caso do município de São Paulo, por região, assim como a programação de interrupções para manutenções quando necessário.

Ações de Negociação

O aumento das tarifas ocorrido em 2015, ainda gera grande impacto no orçamento dos clientes e, consequentemente, contribui para o aumento da inadimplência. Adicionalmente, a aplicação das bandeiras tarifárias ao longo de 2016 e 2017, representou mais um acréscimo no valor da conta de energia. Para mitigar o impacto das ações de cobrança na satisfação do cliente, a AES Eletropaulo tem intensificado as ações para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destaca-se o lançamento do portal de negociação para os clientes da AES Eletropaulo no 1T17, oferecendo mais praticidade, agilidade e condições diferenciadas para negociação de dívidas. No 2T17 foram mais de 45 mil negociações (comparado a 14 mil no 1T17) utilizando o novo canal, totalizando mais de R\$ 23,6 milhões negociados no trimestre, dentre os quais R\$ 11,8 milhões arrecadados.



Neste período também foi dada continuidade aos Feirões de Negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. No 1S17, foram realizados três Feirões de Negociação, um evento a menos quando comparado ao 1S16. O resultado destes Feirões no semestre somou R\$ 829,3 mil negociados através de 427 acordos com 573 clientes e pode ser percebido na redução dos níveis de PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa).



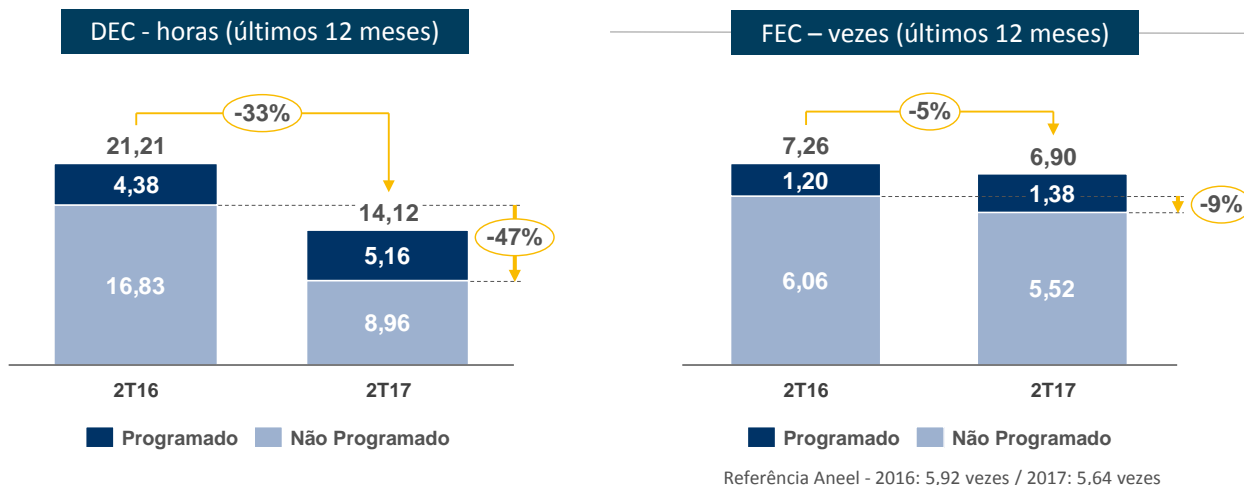
DESEMPENHO OPERACIONAL

OPERAÇÃO

Os critérios de cálculo do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), definidos pela ANEEL, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

As transgressões dos limites de DEC e FEC são definidas pela ANEEL para a distribuidora e são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, sendo que o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação.

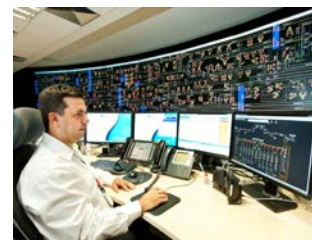
O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores no 2T17 em relação ao mesmo período de 2016.



DEC e FEC - (últimos 12 meses)⁸

O indicador DEC do 2T17 foi de 14,12 horas, apresentando uma melhora de 33% em relação ao 2T16, uma redução significativa de 7,09 horas de interrupção. O resultado reflete a queda expressiva de 47% do DEC não programado, ou 7,87 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo consumidor.

Vale ressaltar que a melhora do DEC é obtida por meio dos resultados das ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, tais como foco na transformação digital, intensificação da manutenção preventiva de rede, modernização da rede de distribuição, desenvolvimento de equipes multitarefa, melhorias de processos de despacho de ordens emergenciais com implantação de inovações, utilização da metodologia *Lean* e gestão a vista suportada por ferramentas *data analytics*.



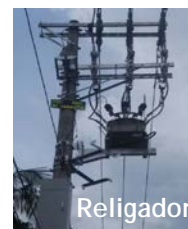
O indicador FEC do 2T17 foi de 6,90 vezes, uma redução de 5% em comparação ao reportado no 2T16, de 7,26 vezes. Essa redução percentual é ainda maior quando observados os indicadores da parcela não programada, que reduziu 0,54 vezes (9%) comparado ao 2T16, refletindo de forma positiva o grande volume de manutenção programada. A parcela programada continua em ascensão devido ao significativo investimento na execução de manutenções preventivas e poda de árvores.

Alinhado à estratégia da Companhia, os valores em multas com DIC/FIC/DMIC reduziram 27,6% em relação ao 2T16, um impacto positivo de R\$ 6,6 milhões. Já no acumulado do ano, a redução com multas foi de R\$ 20,9 milhões ou 26,4%, para a redução dos custos, uma das importantes frentes do plano recuperação de valor da AES Eletropaulo apresentado no Programa de Produtividade.

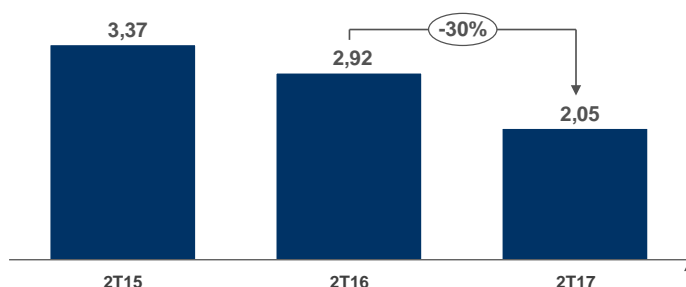
Conforme apresentado no gráfico abaixo, a redução das Durações Médias das Interrupções (DM) ocorreu em função das ações tomadas no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, a destacar:

⁸ Valores referentes aos últimos 12 meses findos no último mês de cada período.

- (i) substituição de 12.143 conectores e ramais no 2T17, totalizando uma substituição de 127.287 conectores e ramais desde o 3T15;
- (ii) aumento no número de podas realizadas - desde janeiro de 2015 foram realizadas 744.755 podas, sendo que 8.848 podas foram feitas no 2T17;
- (iii) instalação de 149 religadores automáticos no 2T17, totalizando instalação de 1.746 religadores automáticos desde o 1T16, com 1.649 já em operação e;
- (iv) manutenção adicional de 15.773 UPS⁹ no 2T17, totalizando 105.645 UPS adicionais desde 1T15.



DM - Duração Média das interrupções em horas - (últimos 12 meses)



A duração média de atendimento das ocorrências emergenciais do 2T17 reduziu em 30% comparado ao mesmo período de 2016, refletindo de forma positiva a melhoria no processo de priorização e despacho.

Em 2015, com base nos dados e projeções disponíveis naquela ocasião, a AES Eletropaulo registrou uma provisão no valor de R\$ 152,5 milhões referente às inconsistências dos indicadores de qualidade identificadas.

Ao longo de 2016, a Companhia concluiu a revisão dos procedimentos adotados para o período de janeiro de 2011 a maio de 2015 de forma a se certificar sobre a acuracidade dos indicadores de continuidade calculados para os referidos anos. Em 31 de outubro de 2016, concluiu o reprocessamento dos indicadores operacionais de continuidade.

O saldo da provisão no 2T16 era de R\$ 130,3 milhões e no 2T17 de R\$ 48,4 milhões, compostos por:

- (i) compensações aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI;
- (ii) autos de infração recebidos pela Companhia referentes aos indicadores de continuidade para os anos de 2013 e 2014; e
- (iii) atualização monetária relacionada aos itens mencionados acima.

⁹ Unidade Padrão de Serviço.

CONSUMO¹⁰

Consumo - GWh ¹	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Residencial	4.027,2	4.035,0	-0,2%	8.044,6	7.958,2	1,1%
Comercial	2.646,5	3.117,5	-15,1%	5.552,6	6.262,2	-11,3%
Industrial	845,5	1.089,9	-22,4%	1.677,2	2.127,0	-21,1%
Demais	681,0	704,4	-3,3%	1.351,9	1.393,7	-3,0%
Mercado Cativo	8.200,1	8.946,9	-8,3%	16.626,4	17.741,1	-6,3%
Clientes Livres	2.576,8	2.053,2	25,5%	5.024,1	3.979,3	26,3%
Mercado Total	10.777,0	11.000,1	-2,0%	21.650,4	21.720,4	-0,3%

Consumo total -GWh ¹ (inclusive Clientes Livres)	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Residencial	4.027,2	4.035,0	-0,2%	8.044,6	7.958,2	1,1%
Comercial	3.539,4	3.699,1	-4,3%	7.333,7	7.391,8	-0,8%
Industrial	2.189,6	2.220,1	-1,4%	4.242,5	4.295,5	-1,2%
Demais	1.020,7	1.045,9	-2,4%	2.029,6	2.075,0	-2,2%
Total	10.777,0	11.000,1	-2,0%	21.650,4	21.720,4	-0,3%

1 - Não inclui Consumo Próprio; Dados 2015 e 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 2T17 com um volume de 10.777,0 GWh o que corresponde a um decréscimo de 2,0% em relação ao 2T16. A maior parte deste resultado é explicada pelas classes de consumo mais sensíveis à atividade econômica, como industrial, comercial e demais, que respectivamente recuaram 1,4%, 4,3% e 2,4% no período. O consumo residencial registrou ligeira retração, de 0,2%. A diferença de dias de faturamento e o desligamento de clientes livres não geraram impacto relevante na variação do mercado total no período.

Mercado cativo

O mercado cativo registrou uma contração de 8,3% no 2T17 ante ao 2T16, somando 8.200,1 GWh. Além de 0,2 dias a mais de faturamento, o mercado cativo sofreu influência da migração de clientes para o mercado livre (604,9 GWh) e de retorno de clientes para o mercado cativo (1,6 GWh). Ajustados estes efeitos a queda seria de 1,6%.

No 1S17, o mercado cativo totalizou 16.626,4 GWh, o que corresponde a uma queda de 6,3% comparado ao 1S16. O resultado foi influenciado por 0,4 dias a mais de faturamento (9,8 GWh), pela migração de clientes para o mercado livre (1.184,4 GWh no período), concentrada sobretudo nas classes comercial e industrial, e pelo retorno de clientes para o mercado cativo (8,7 GWh). Ajustados esses efeitos, o mercado cativo crescerá 0,3%.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

A classe residencial consumiu 4.027,2 GWh no 2T17, o que significou um recuo de 0,2% ante o 2T16. Essa queda ocorreu em meio a uma retração de 1,2% do nível de emprego RMSP¹¹ no período abr-mai/17. Com isso, o consumo médio por consumidor ficou em 202,4 KWh/mês no 2T17, abaixo dos 207,1 KWh/mês do

¹⁰ Considera o consumo de serviços de condomínio na classe comercial

¹¹ Região Metropolitana de São Paulo - Pesquisa de Emprego e Desemprego da DIEESE/SEADE-SP.

2T16. Se ajustado pelos dias de leitura (0,2 dia a menos no 2T17), o consumo residencial ficaria estável ante 2T16.

No 1S17, o consumo da classe residencial cresceu 1,1%. Esse crescimento, influenciado pelo aumento das temperaturas no comparativo entre o 1T17 e 1T16, ocorreu mesmo com o desempenho adverso do nível de emprego na RMSP, que, entre jan-mai/17, caiu 2,3% ante o mesmo período de 2016. Quando ajustado pelos 0,6 dias de leitura a menos no 1S17 (23 GWh), o consumo da classe teria alta de 1,4%.

Comercial

O total do consumo faturado para a classe comercial cativa foi de 2.646,5 GWh no 2T17, decréscimo de 15,1% na comparação com o 2T16. Esse desempenho ocorreu devido aos efeitos da migração de clientes para o mercado livre, no montante de 361,3 GWh no período. Os impactos foram atenuados por 0,3 dia a mais de faturamento (9,6 GWh) no 2T17. Ajustando-se esses efeitos, o decréscimo do consumo comercial seria de 3,8%. Esse desempenho ocorreu em meio a um descolamento do volume de vendas físicas do comércio varejista no Estado de São Paulo, que cresceu 1,8% no bimestre abr-mai/17.

No 1S17, o consumo cativo da classe comercial diminuiu 11,3% ante o 1S16. Dentre os fatores que contribuíram para este resultado ressaltam-se:

- i) redução da atividade comercial no Estado¹², cujas vendas físicas recuaram 1,6% entre jan-mai/17;
- ii) migração de clientes para o mercado livre (712 GWh)
- iii) retorno de clientes ao mercado cativo (6,8 GWh) e;
- iv) maior número de dias de leitura (21,9 GWh).

Se ajustado pela migração e pelos dias de leitura, o recuo do consumo comercial seria de 0,4% no período.

Industrial

No 2T17, o consumo cativo da classe industrial diminuiu 22,4% na comparação com o 2T16, totalizando 845,5 GWh. Os principais impactos no trimestre foram os seguintes:

- (i) migração de clientes ao ACL (235,7 GWh);
- (ii) 0,3 dia a mais de faturamento (3,4 GWh);
- (iii) retorno de clientes ao mercado cativo (1,1 GWh) e;
- (iv) retração de 2,1% da produção industrial no Estado de São Paulo entre abr-mai/17.

Excluídos os efeitos da migração de clientes e dos dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 1,2%.

A classe industrial cativa apresentou redução de 21,1% do consumo no 1S17 em comparação ao 1S16. Os principais impactos no semestre foram:

- i) migração de clientes cativos para o ACL (455,9 GWh);
- ii) 0,6 dia a mais de faturamento (7,9 GWh);
- iii) retorno de clientes ao mercado cativo (1,9 GWh) e;
- iv) redução de 0,6% da produção industrial no Estado de São Paulo entre jan-mai/17.

Se excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a retração da classe industrial cativa seria mais branda, de 0,2%.

Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

O consumo cativo das demais classes somou 681,0 GWh no 2T17, uma contração de 3,3% em relação ao 2T16, puxado pela queda de 5,0% da classe poder público. As principais influências no trimestre foram as seguintes:

- (i) migração de clientes ao ACL (7,9 GWh) e;

¹²Pesquisa mensal do comércio: Divulgação: 12/07/2017 (Referência: Maio/2017)

(ii) 0,5 dia a mais de faturamento (1,3 GWh).

Ajustados os efeitos da migração de clientes e dos dias de faturamento, as demais classes cairiam 2,4%.

No 1S17, o consumo cativo das demais classes apresentou uma queda de 3,0% em relação ao 1S16, principalmente por conta da classe de poder público, responsável por -1,5 pp desta retração. As principais influências no semestre foram:

- i) migração de clientes ao ACL (16,2 GWh);
- ii) 0,7 dia a mais de faturamento (3,0 GWh).

Ajustados os efeitos da migração de clientes e dos dias de faturamento, as demais classes cairiam 2,1%.

Cientes Livres

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.576,8 GWh no 2T17, um avanço de 25,5% quando comparado ao 2T16. Esse desempenho se deve à migração de 501 clientes do mercado cativo (ACR) para o mercado livre (ACL); ao desligamento de 7 unidades consumidoras e ao retorno de 6 clientes ao ACR. O efeito líquido desta movimentação resultou em um acréscimo de 595,0 GWh no ACL. Ajustado este efeito, o mercado livre cairia 2,7% no período.

No período de 12 meses encerrados no 2T17, o mercado faturado dos clientes livres cresceu 19,4%, desempenho explicado por:

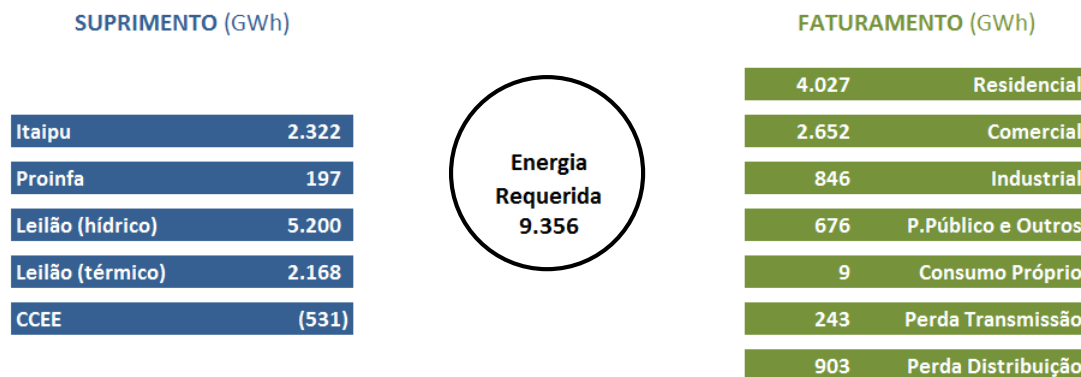
- i) migração de clientes para o ACL (1.808,5 GWh);
- ii) desligamentos de unidades consumidoras (37,8 GWh); e
- iii) retorno de clientes para o ACR (10,2 GWh).

O efeito líquido desta movimentação foi um acréscimo de 1.760,5 GWh no ACL. Ajustado este efeito, o mercado livre cairia 2,4% no período.

Cientes Livres	Período	Número de unidades	GWh	Período	GWh
Mercado Faturado	2T16	598	2.053	12M16	7.876
Saída para Rede Básica		-	-		-
Unidades Desligadas		(7)	(3)		(38)
Unidades Novas		-	-		-
Migração para ACL1		501	605		1.809
Retorno para o ACR2		(6)	(7)		(10)
Evolução			(71)		(230)
Mercado Faturado	2T17	1.086	2.577	12M17	9.407
Variação			25,5%		19,4%
Variação Ajustada			-2,7%		-2,4%

1 - ACL: Ambiente de Contratação Livre; 2 - ACR: Ambiente de Contratação Regulada

BALANÇO ENERGÉTICO E NÍVEL DE CONTRATAÇÃO 2T17¹³



A AES Eletropaulo encerrou o 2T17 com um nível de contratação de energia equivalente a 105,7% da sua carga cativa. As sobras de energia ("superávit") de 531 GWh acumuladas pela Companhia foram vendidas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O resultado do mercado previsto para o ano de 2017 e as iniciativas para redução da nossa sobrecontratação, como renegociação bilateral com geradores de energia e participação dos leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits ("MCSD"), resultaram no nível de contratação mencionado acima. Esse resultado foi impactado principalmente pela contratação de energia no leilão A-1 e pela migração dos clientes especiais.

Em relação ao primeiro fator, cabe ressaltar que, em dezembro de 2015, em cumprimento à regulação vigente, a Companhia declarou compulsoriamente, no leilão de reposição A-1, o mínimo obrigatório de 96% do volume da energia vinculado ao contrato bilateral com a AES Tietê, com a ressalva, em sua declaração, de que a mesma excedia a sua necessidade. No dia 03 de agosto, foi publicado o Decreto 8.828, alterando o Decreto 5.163 de 2004, que retira a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da AES Eletropaulo em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

Quanto ao segundo fator, que diz respeito à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, seguindo orientações dada em Reunião de Diretoria da ANEEL, a Companhia apresentou pedido administrativo de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais, com consequente reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

Baseando-se em um parecer técnico de um escritório renomado de advocacia, a Companhia entende que a sobrecontratação, oriunda dos fatores acima mencionados, se enquadra como involuntária. Seus efeitos devem, portanto, ser repassados aos seus consumidores, reestabelecendo, assim, seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro.

¹³ O balanço energético reflete os números de 1T17 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por elas estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

Sobrecontratação de Energia

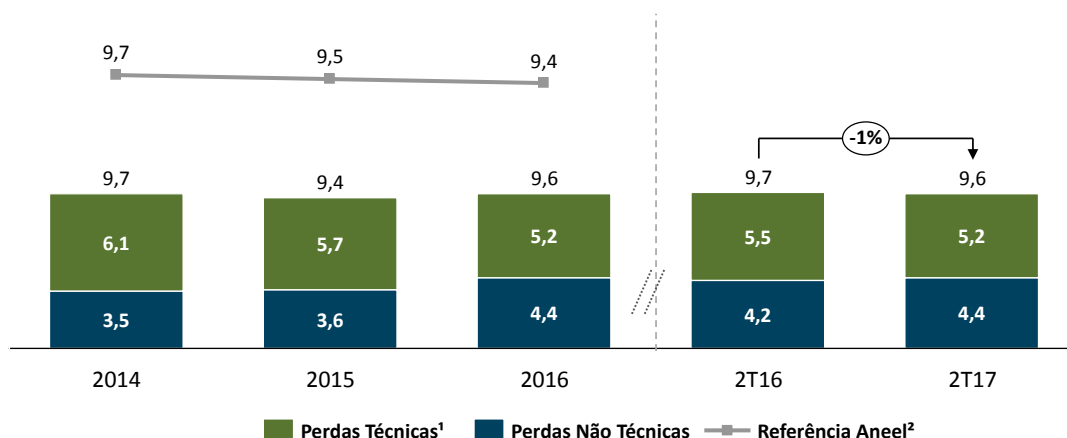
No dia 25 de abril de 2017, em Reunião Pública Ordinária da Diretoria, a ANEEL julgou os requerimentos interpostos pelas distribuidoras no que tange à sobrecontratação da compra compulsória de energia no Leilão A-1 de 2015 tanto quanto à migração de clientes ao mercado livre. Nesta data, por unanimidade, a Diretoria conheceu os requerimentos apresentados e negou, de caráter geral, que a energia sobrecontratada deva ser considerada como involuntária, salvo situações particulares que serão analisadas individualmente pela ANEEL, mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual.

Baseado em parecer técnico elaborado pelo escritório de advocacia assessor, a Companhia mantém o seu posicionamento de que considera os dois fatores mencionados como sobrecontratação involuntária, e totalmente recuperáveis nos processos tarifários futuros. Apesar disso, a AES Eletropaulo emprega e reforça seu máximo esforço em se descontratar 23 acordos bilaterais e participou de 5 MSCD de energia existente e de energia nova.

Considerando as iniciativas acima mencionadas e o crescimento no mercado total na ordem de 0,6% a 1,0% o nível de contratação esperado para o ano de 2017 é de 104,2%. As negociações bilaterais associadas e a revisão da garantia física de usinas hidrelétricas em Cotas de Garantia Física e de Itaipu trarão benefícios para o nível de contratação esperado para o ano de 2018, previsto em 105,1%, o que resultaria em um impacto imaterial no resultado.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL - 9,4% ano regulatório 2016/2017 e 2017/2018



1. Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL

2. Referência ANEEL de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil

O percentual de perdas é a taxa obtida por meio da divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (47.430 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,64%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,43%). As perdas totais decorrem do aumento tarifário de 2015 e do cenário econômico que o país enfrenta.

A AES Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 2T17 aproximadamente 474 mil famílias foram beneficiadas com este programa, versus 482 mil no 2T16. Em relação ao 1T17, 11,2 mil novas famílias foram beneficiadas.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

- (i) Inspeções de fraude: têm por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 2T17 foram realizadas 106,9 mil inspeções e identificadas 33,5 mil irregularidades, contra 99,1 mil inspeções e 19,9 mil irregularidades no 2T16. Este aumento de 68% na identificação de irregularidades deve-se ao uso de tecnologias mais atuais, com inteligência analítica, redes neurais e *learn machining*, que têm contribuído para a eficiência desse processo. No 1S17 foram realizadas 202,5 mil inspeções e identificadas 61,0 mil irregularidades, contra 184,5 mil inspeções e 33,9 mil irregularidades no 1S16;
- (ii) Programa de recuperação de instalações cortadas: tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 2T17, foram realizadas 115,8 mil visitas e 43,5 mil instalações foram recuperadas, ante 112,6 mil visitas e 22,7 mil instalações recuperadas no 2T16. O aumento de 92% na quantidade de instalações recuperadas é devido à melhoria no processo com a adoção de tecnologias de inteligência analítica e mineração de dados. A empresa vem atuando fortemente nesta iniciativa desde 2011, e intensificou esta ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando combater o crescimento das perdas na empresa. No 1S17 foram realizadas 240,3 mil visitas e 68,8 mil instalações foram recuperadas, ante 109,7 mil visitas e 41,1 mil instalações recuperadas no 1S16;
- (iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): tem por objetivo transformar consumidores clandestinos em clientes regulares. No 2T17, foram regularizadas 17,4 mil ligações informais, contra 11,8 mil regularizações no 2T16. No 1S17 foram regularizadas 33,4 mil instalações informais, contra 24,5 mil instalações no 1S16. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 793 mil instalações já foram regularizadas;
- (iv) Redução de perdas administrativas: o objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento. No 2T17 a empresa identificou cerca de 38,1 mil instalações com esse tipo de perdas ante 17,9 mil no 2T16. As principais causas estão relacionadas às instalações com contrato rescindido e os impedimentos de leitura de medidores para o faturamento. No 1S17 foram regularizadas 80,6 mil instalações, contra 33,4 mil instalações no 1S16.

Em linha com o Programa de Produtividade divulgado pela Companhia, uma das frentes de ampla atuação é a transformação da equipe de leituristas em agentes comerciais. Essa frente de atuação permite a essas novas equipes multifuncionais realizarem cortes de energia por falta de pagamento. Como resultado, 9 em cada 10 renegociações realizadas pelos leituristas, resultam em pagamento no mesmo dia. Os benefícios econômicos gerados por esta ação é a redução de custos para a AES Eletropaulo devido ao menor custo de 56% por operação de serviço de corte, reduzindo os custos também de religação.



No 2T17, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 79,0 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 206 GWh de energia, ante os 159,8 GWh adicionados no 2T16. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 45,5 milhões (127,2 GWh) nos 1S17, sendo R\$ 22,4 milhões (63,5 GWh) no 2T17 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 23,7 milhões (59,5 GWh) nos 1S17, sendo R\$ 11,5 milhões (28,8 GWh) no 2T17 com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 14,1 milhões (35,3 GWh) nos 1S17, sendo R\$ 8,1 milhões (20,3 GWh) no 2T17 com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 64,1 milhões (161,2 GWh) nos 1S17, sendo R\$ 31,8 milhões (80,0 GWh) no 2T17 com redução de perdas administrativas;
- (v) R\$ 9,9 milhões (25,0 GWh) nos 1S17, sendo R\$ 5,3 milhões (13,4 GWh) no 2T17 com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Projeto Recicle Mais, Pague Menos

O Recicle Mais, Pague Menos é um projeto do programa de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica dos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis. Não existe limite de desconto para os clientes. Desta forma, a conta de energia elétrica do mês pode ser zerada ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este projeto tem se mostrado uma importante alternativa para os clientes conciliarem suas contas de energia elétrica com o orçamento familiar, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência e para melhorar o índice de recuperação de receita.



No 2T17, 529 novos clientes se cadastraram no projeto, contra 1.243 novos clientes cadastrados no 2T16, totalizando 51,4 mil desde o início do projeto. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 55,2 mil no 2T17, isto representou um aumento de 42,4% em relação ao 2T16, quando foram concedidos R\$ 38,7 mil em bônus.

Os valores concedidos como bônus aos clientes retornam para a Companhia por meio da recicladora contratada pelo projeto, que compra os materiais recicláveis, de forma que a receita da Companhia não sofra alteração.

Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12 de dezembro de 2013, estabelece um procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Com a referida Resolução, o cliente que não atender aos critérios estabelecidos perderá o direito à Tarifa Social, sendo que as distribuidoras devem comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício. Para avaliação quanto ao atendimento aos critérios de elegibilidade, a Resolução Normativa 572/2013 estabelecia dois processos de validação anual, que ocorriam em janeiro e julho de cada ano.

A partir de 10 de maio de 2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que aprimorou o procedimento para comprovação do atendimento dos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE, onde as principais mudanças são:

- (i) inclusão do processo de validação pela repercussão cadastral e notificação ao cliente por meio de mensagem em fatura;

- (ii) processo de validação pela repercussão cadastral: visa avaliar se a situação cadastral da família é compatível com sua permanência na TSEE, conforme procedimentos do Ministério de Desenvolvimento Social e Combate à Fome (MDS) e ANEEL. Essa validação é realizada pelo MDS, sendo que mensalmente a ANEEL encaminha lista de repercussão às distribuidoras contendo as famílias que devem ser notificadas para atualização cadastral ou sobre o descadastramento e;
- (iii) notificação por meio de mensagem em fatura: todas as famílias contidas na lista de repercussão devem ser notificadas com mensagem em fatura. O tipo de mensagem e o período em que essas devem ser impressas são definidos conforme cronograma da ANEEL.

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, entre maio de 2016 e junho de 2017 foram realizados cerca de 138 mil descadastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 455.900 notificações ao cliente por meio de mensagem em fatura.

Período	Relatório de descadastramento	Descadastramento efetivo
2T16	74.559	71.693
1T17	45.449	42.038
2T17	24.965	24.311
Total	144.973	138.042

Para minimizar o impacto aos clientes, a AES Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como:

- (i) elaboração de material específico e distribuição nos canais de atendimento em prefeituras e comunidades;
- (ii) realização de reuniões sobre o tema com representantes dos 24 municípios da área de concessão, líderes comunitários e PROCON;
- (iii) inclusão de matéria de capa no jornal distribuído às comunidades;
- (iv) realização de treinamento para as equipes de atendimento; envio de correspondência a clientes com potencial de descadastramento;
- (v) realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos consumidores por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

Em junho de 2017, a Companhia faturou 473.500 clientes com TSEE vs. 481.662 faturados no 2T16.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 5.080,4 milhões no 2T17, apresentando uma variação positiva de 1,4% ou R\$ 70,4 milhões, quando comparada ao 2T16. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 885,1 milhões da receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) devido, principalmente, ao menor consumo no período;
- (ii) parcialmente compensado pelo efeito positivo de R\$ 166,9 milhões do faturamento das bandeiras tarifárias, dado que a Bandeira Tarifária no 2T17 era Vermelha Patamar 1 (abril/17 e maio/17) e verde em junho/17, enquanto que no 2T16 era verde; e
- (iii) pelo efeito positivo de R\$ 843,9 milhões do Ativo Financeiro Setorial Líquido, em função da menor cobertura tarifária no 2T17 em comparação ao mesmo período do ano anterior.

No acumulado do ano, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 9.985,8 milhões, apresentando uma queda de R\$ 433,5 milhões, representando uma variação negativa de 4,2% quando comparado ao mesmo período do ano passado. O desempenho é explicado, principalmente, pela:

- (i) redução da receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) no montante de R\$ 1.447,4 milhões, a qual foi impactada devido aos efeitos do menor volume no período;
- (ii) redução de R\$ 119,0 milhões com arrecadação de Bandeira Tarifária;
- (iii) compensado pelo efeito positivo de R\$ 1.046,4 milhões do Ativo Financeiro Setorial Líquido em comparação ao acumulado do ano de 2016, devido à uma menor cobertura tarifária.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 41,1% da receita operacional bruta no 2T17, totalizando R\$ 2.089,9 milhões. Quando comparado ao 2T16, houve uma redução de R\$ 119,7 milhões quando comparado ao 2T16. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução de:

- (i) R\$130,7 milhões da conta de ICMS, acompanhando a redução na receita de fornecimento;
- (ii) R\$ 133,4 milhões da conta de CDE; resultado parcialmente compensado pelo aumento de:
- (iii) R\$ 160,0 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias no período.

No acumulado do ano, as deduções da receita representaram 41,3% da receita operacional bruta, totalizando R\$ 4.119,5 milhões, uma redução de R\$ 619,2 milhões em relação ao mesmo período de 2016. As principais variações que impactaram as deduções no período foram:

- (i) redução de R\$ 279,8 milhões de ICMS, acompanhando a redução da receita tributável;
- (ii) redução de R\$ 249,8 milhões da conta de CDE; e
- (iii) redução de R\$ 49,7 milhões da CCRBT.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 2T17, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 2.990,5 milhões, uma melhora em relação a receita 2.800,4 registrada no 2T16. Além das variações apontadas acima, destaca-se:

- (i) efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, fruto da liminar obtida em favor da Companhia em janeiro de 2015, que apresentou um impacto positivo de R\$ 43,2 milhões no 2T16. A compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, e, portanto, não apresentou nenhum efeito no 2T17.

No primeiro semestre de 2017 a receita operacional líquida foi de R\$ 5.866,4 milhões, uma melhora de 3,3% representando R\$ 185,7 milhões em relação ao acumulado do ano de 2016 e explicada, principalmente pelo efeito elencado acima, com impacto positivo acumulado de R\$ 86,3 milhões.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.489,6 milhões no 2T17, um aumento de 2,5% em relação ao 2T16. No semestre, o total de custos e despesas operacionais somaram R\$ 4.909,3 milhões no 1S17, contra R\$ 4.986,9 milhões no 1S16, uma redução de 1,6%. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Parcela A	1.905,7	1.798,9	5,9%	3.689,5	3.767,5	-2,1%
Energia Comprada para Revenda	1.714,2	1.582,4	8,3%	3.304,7	3.177,2	4,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transm	191,5	216,5	-11,5%	384,8	590,3	-34,8%
PMSO	583,9	630,7	-7,4%	1.219,8	1.219,4	0,0%
Pessoal e Entidade de Previdência	306,4	276,1	11,0%	607,1	538,3	12,8%
Pessoal	208,3	195,6	6,5%	411,1	378,7	8,5%
Entidade de Previdência	98,0	80,5	21,8%	196,1	159,6	22,8%
Serviços de Terceiros	138,0	148,7	-7,2%	281,1	281,7	-0,2%
Materiais	16,6	21,2	-21,7%	33,4	40,4	-17,4%
PCLD	45,7	92,0	-50,4%	103,7	157,3	-34,1%
Multas	17,3	23,9	-27,6%	58,4	79,3	-26,4%
Contingências	6,2	23,8	-73,8%	24,6	25,5	-3,5%
Outros	53,8	45,0	19,6%	111,4	96,8	15,1%
Total	2.489,6	2.429,6	2,5%	4.909,3	4.986,9	-1,6%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T17, a despesa com energia comprada para revenda aumentou em 8,3%, ou R\$ 131,8 milhões, em comparação ao 2T16, totalizando R\$ 1.714,2 milhões. No primeiro semestre de 2017, a despesa com energia comprada para revenda aumentou R\$ 127,5 milhões, uma variação de 4,0% em relação ao primeiro semestre de 2016. Abaixo estão detalhadas as principais variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **Leilões¹⁴**: redução de R\$ 163,8 milhões, em função, principalmente, de uma redução de 16,7% no montante de energia adquirida no 2T17 em comparação ao 2T16, apesar do aumento de 2,4% na tarifa média no período. No acumulado do ano de 2017, o valor reduziu R\$ 79,2 milhões em comparação com o mesmo período do ano anterior explicado pelos mesmos fatores;
- (ii) **Risco Hidrológico**: o impacto do risco hidrológico no trimestre foi de R\$ 288,4 milhões, devido à baixa afluência em 2017. No primeiro semestre de 2017, o montante pago devido ao risco hidrológico foi de R\$ 261,1 milhões;
- (iii) **Itaipu**: aumento de R\$ 37,6 milhões, refletindo aumento da tarifa média em dólar no comparativo do 2T17 e 2T16 e o aumento do volume de energia adquirida. No primeiro semestre de 2017, montante apresentou redução de R\$ 5,8 milhões;
- (iv) **Proinfa**: redução de R\$ 22,6 milhões, refletindo redução no volume de 7,5% e na tarifa média de 34,1% entre os trimestres. Já no 1S17, a redução foi de R\$ 45,8 milhões, em decorrência da menor tarifa média no período e redução das quotas de custeio do PROINFA.

¹⁴ Inclui Cotas de Garantia Físicas e Ressarcimento relacionado aos leilões.

Fontes de Compra de Energia	Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte em R\$/MWh						Participação da Fonte		
	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)	2T17 Part.	2T16 Part.	1S17 Part.
Itaipu	208,6	195,1	6,9%	200,9	205,3	-2,2%	24,0%	20,8%	23,1%
Leilão ¹	133,1	131,0	1,5%	142,7	129,4	10,3%	69,8%	73,6%	71,0%
Angra 1 e 2	228,0	200,1	13,9%	232,5	202,1	15,1%	4,2%	3,7%	3,9%
Proinfa	300,3	380,1	-21,0%	297,3	389,4	-23,7%	2,0%	1,9%	2,0%
Tarifa²	194,3	157,1	23,7%	181,0	157,4	15,0%	100,0%	100,0%	100,0%

1 - Considera Quotas de Garantia Física e Ressarcimento | 2 - Considera Quotas de Garantia Física, Ressarcimento e Risco Hidrológico

Volume de Energia Comprada por Fonte (GWh)	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Itaipu	2.323	2.291	1,4%	4.625	4.553	1,6%
Leilão	6.770	8.124	-16,7%	14.246	16.319	-12,7%
Angra 1 e 2	407	407	0,0%	792	814	-2,7%
Proinfa	195	213	-8,5%	394	418	-5,8%
Volume Total	9.694	11.035	-12,1%	20.057	22.105	-9,3%

Custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 191,5 milhões no 2T17, uma redução de 11,5%, ou R\$ 25,0 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016. A redução é explicada, principalmente, pela:

- (i) aumento de R\$ 61,9 milhões do Encargo de Serviço do Sistema, em função, principalmente, do aumento do despacho de térmicas fora da ordem de mérito, compensado pela:
- (ii) variação positiva de R\$ 35,5 milhões referente aos Ajustes Retroativos referente ao alívio retroativo; e
- (iii) variação positiva de recursos financeiros da CONER no valor de R\$ 42,3 milhões.

No primeiro semestre de 2017, as despesas com encargos do uso de rede elétrica e transmissão totalizaram R\$ 384,8 milhões, uma variação positiva de R\$ 205,5 milhões, representando uma melhora de 34,8% comparado ao acumulado do ano de 2016 de R\$ 590,3 milhões. O resultado do período deve-se:

- (i) aos menores custos no montante de R\$ 127,1 milhões em relação ao primeiro semestre de 2016 na conta de Encargos do Serviço do Sistema devido ao menor custo com despacho de térmicas fora da ordem de mérito;
- (ii) variação positiva de R\$ 35,5 milhões referente aos Ajustes Retroativos referente ao alívio retroativo; e
- (iii) variação positiva de recursos financeiros da CONER no valor de R\$ 42,3 milhões.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 2T17, o OPEX reportado foi de R\$ 583,9 milhões, uma redução de R\$ 46,8 milhões quando comparado ao mesmo período do ano de 2016. O OPEX gerencial da Companhia, isto é, excluindo fundo de pensão totalizou R\$ 485,9 milhões, uma redução de 11,7%.

Em termos reais, o OPEX total, excluindo fundo de pensão, ficou inferior em R\$ 77,1 milhões no 2T17 comparado ao 2T16, com destaque para a redução no grupo de outras despesas, incluindo PCLD, Multas e Contingências.

No 1S17 o OPEX reportado somou R\$ 1.219,8 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior. Já o OPEX gerencial acumulado do ano totalizou R\$ 1.023,7 milhões, uma redução de 3,4% em comparação ao 1S16. As principais variações estão detalhadas a seguir:

OPEX - R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Pessoal	208,3	195,6	6,5%	411,1	378,7	8,5%
Serviços de Terceiros	138,0	148,7	-7,2%	281,1	281,7	-0,2%
Material	16,6	21,2	-21,7%	33,4	40,4	-17,4%
Outras Despesas	53,8	45,0	19,6%	111,4	96,8	15,1%
PMSO (ex-FCESP)	416,7	410,5	1,5%	837,0	797,7	4,9%
PCLD e Baixas	45,7	92,0	-50,4%	103,7	157,3	-34,1%
Contingências	6,2	23,8	-73,8%	24,6	25,5	-3,5%
Multas (DIC/FIC/DMIC)	17,3	23,9	-27,6%	58,4	79,3	-26,4%
OPEX (ex-FCESP)	485,9	550,2	-11,7%	1.023,7	1.059,8	-3,4%
Entidade de Previdência	98,0	80,5	21,8%	196,1	159,6	22,8%
OPEX Reportado	583,9	630,7	-7,4%	1.219,8	1.219,4	0,0%

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Pessoal e Encargos	208,3	195,6	6,5%	411,1	378,7	8,5%
Entidade de Previdência Privada	98,0	80,5	21,8%	196,1	159,6	22,8%
Total	306,4	276,1	11,0%	607,1	538,3	12,8%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 2T17, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 208,3 milhões, um aumento de 6,5% ou R\$ 12,7 milhões em comparação ao 2T16. Essa variação deve-se, sobretudo, ao:

- (i) aumento de R\$ 9,6 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função de acordos coletivos de 2016 e 2017;
- (ii) aumento de R\$ 5,0 milhões de assistência médica, em função de inflação médica de 20%, compensado parcialmente por uma redução no volume registrado na utilização do plano de saúde;
- (iii) redução de R\$ 3,9 milhões na remuneração variável.

No acumulado do ano, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 411,1 milhões, um aumento de 8,5% em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação deve-se, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 17,9 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função dos acordos coletivos de 2016 e 2017;
- (ii) aumento de R\$ 5,3 milhões referente a despesas com rescisão e Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA);

- (iii) aumento de R\$ 6,0 milhões de assistência médica, em função da inflação médica de 20%, compensado parcialmente por uma redução nas despesas com utilização do plano de saúde;

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 2T17, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 98,0 milhões, um aumento de 21,8% ou R\$ 17,6 milhões em comparação ao 2T16. Contribuiu para o aumento, a redução da taxa de desconto do passivo, que foi reduzida para 5,80% ao final de 2016 contra 7,30% aplicado ao final de 2015.

No 1S17, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 196,1 milhões, um aumento de 22,8% ou R\$ 36,4 milhões em comparação ao mesmo período de 2016, tendo sido impactada pelos motivos acima expostos.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 2T17, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 154,6 milhões, uma redução de 9,0% ou R\$ 15,4 milhões em comparação ao 2T16. Essa variação deve-se, sobretudo à:

- (i) redução de R\$ 10,7 milhões devido as melhorias no processo de poda seletiva, incluindo otimização de recursos e aumento na utilização de pessoal próprio; e
- (ii) despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia, realizadas no 2T16 no valor de R\$ 3,9 milhões.

No acumulado do ano, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 314,5 milhões, uma redução de 2,4% ou R\$ 7,6 milhões em comparação ao 1S16. Esta variação deve-se, principalmente aos impactos citados acima, parcialmente compensados por:

- (i) aumento de R\$ 5,1 milhões em função da ampliação das ações de corte e cobrança, com o objetivo de reduzir os níveis de inadimplência; e
- (ii) aumento de R\$ 3,0 milhões relacionado a treinamento de eletricitistas terceirizados.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão de Litígios e Contingências (c) compensações de DIC/FIC/DMIC/DICRI e (d) Demais Despesas, incluindo aluguéis, publicidade, IPTU, entre outros.

Outras Despesas Operacionais R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
PCLD e Baixas	45,7	92,0	-50,4%	103,7	157,3	-34,1%
Provisão de Litígios e Contingências	6,2	23,8	-73,8%	24,6	25,5	-3,5%
DIC / FIC / DMIC / DICRI	17,3	23,9	-27,6%	58,4	79,3	-26,4%
Outros ¹	53,8	45,0	19,6%	111,4	94,5	17,9%
Total	123,0	184,7	-33,4%	298,1	356,6	-16,4%

¹ Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

No 2T17, o total de Outras Despesas Operacionais apresentou forte redução de 33,4%, ou R\$ 61,7 milhões, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 123,0 milhões. Dentre os principais componentes deste grupo, destacam-se as variações abaixo:

- i. redução de R\$ 46,3 milhões em despesas com PCLD, resultado da implementação de ações de cobrança, com diminuição do ticket médio da carteira de inadimplimentos no trimestre em 21,7% (R\$ 97,99/ MWh no 2T17 vs R\$ 125,07 no 2T16), fruto das iniciativas do Programa de Produtividade;
- ii. redução de R\$ 17,6 milhões em despesas com Provisão de Litígios e Contingências principalmente associadas a:
 - a. reversões no valor de R\$ 9,0 milhões, de provisões referentes à remensuração de sucesso em casos de execução fiscal, cível e trabalhista; e de R\$ 2,2 milhões referente a questionamento de impostos em função da FCESP, feita em 2008; e
 - b. recuperação de despesas e inventário no valor total de R\$ 3,1 milhões, com impacto positivo no 2T17.
- iii. redução em R\$ 6,6 milhões com DIC / FIC / DMIC do 2T17 quando comparado ao 2T16, refletindo melhora nos indicadores de qualidade, fruto dos resultados do Programa de Produtividade.

No acumulado do ano, a redução foi de 16,4%, ou R\$ 58,5 milhões, em comparação ao 1S16, totalizando R\$ 298,1 milhões. Destacam-se, entre os principais componentes, as variações abaixo:

- i. redução de R\$ 53,6 milhões em despesas com PCLD, resultado da implementação de ações de cobrança, com diminuição do ticket médio da carteira de inadimplimentos no semestre em 18,5% (R\$ 100,12/ MWh no 1S17 vs R\$ 122,85 no 1S16);
- ii. redução de R\$ 20,9 milhões com DIC / FIC / DMIC no 1S17 quando comparado ao 1S16, refletindo melhora nos indicadores de qualidade, fruto dos resultados do nosso Programa de Produtividade, conforme indicado anteriormente;
- iii. redução de R\$ 0,9 milhão em despesas com Provisão de Litígio e Contingências;
- iv. aumento de R\$ 16,9 milhões em demais despesas principalmente associadas à: (i) aumento de R\$ 2,4 milhões da taxa paga para a CCEE; (ii) ressarcimentos de serviços, no valor de R\$ 1,3 milhão; e (iii) aumento de pedidos de indenização (PID) e reclassificações, no valor de R\$ 8,4 milhões.

Programa de Produtividade

A Companhia divulgou em conjunto com seus resultados do 4T16 suas projeções para a redução dos custos operacionais, excluindo fundo de pensão, considerando diversas iniciativas detalhadas ao longo deste documento, que se baseiam em:

A. Recuperação dos Indicadores de Qualidade (redução de DEC e FEC) por meio de:

- i. Novo patamar de investimentos;
- ii. Inteligência da rede;
- iii. Digitalização de processos.

B. Gestão da Receita por meio das ações a seguir:

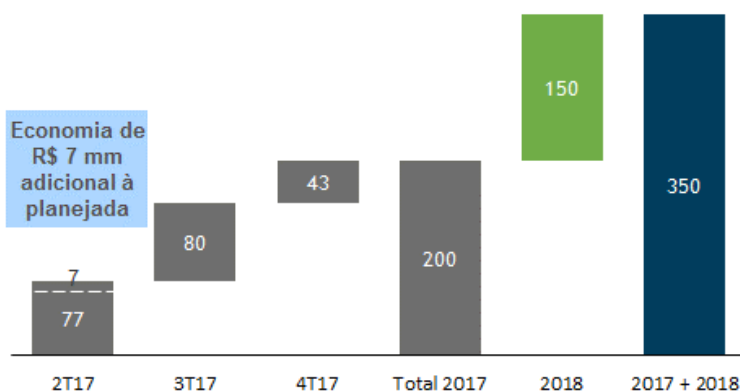
- i. Desenvolvimento de sistema para antecipar o comportamento dos consumidores;
- ii. Trazer inteligência para o processo;
- iii. Transformação do leiturista em agente comercial.

C. Satisfação do Cliente

- i. Gerenciamento da jornada do cliente;
- ii. Gestão de controle da qualidade e eficácia do atendimento;
- iii. Inteligência preditiva para análise de causa e raiz.

Atuando em todas estas frentes, que se traduzem, principalmente em redução de multas e PCLD, a Companhia demonstrou seu comprometimento com as metas estabelecidas no Programa de Produtividade e atingiu R\$ 77 milhões de redução de despesas operacionais no trimestre, acima dos R\$ 70 milhões da meta. Para o 3T17, a redução esperada é de R\$ 80 milhões e R\$ 200 milhões para o ano completo de 2017. Para 2018, a redução esperada é de R\$ 150 milhões. Os valores são em termos reais ponderados pela alíquota efetiva mensal (IPCA em relação aos custos de pessoal e IGP-M para demais custos) e em comparação com as despesas operacionais de 2016, excluindo as despesas com fundo de pensão.

Evolução Esperada da Redução das Despesas (R\$ mm)



Redução em termos reais, comparado ao OPEX de 2016, excluindo Fundo de Pensão.

EBITDA AJUSTADO¹⁵

No 2T17, o EBITDA Ajustado pelo fundo de pensão registrou crescimento de 58,0%, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 360,2 milhões. O aumento de R\$ 132 milhões no EBITDA Ajustado é explicado, principalmente por:

- (i) redução de R\$ 64,3 milhões no OPEX, ajustado pelo fundo de pensão, como resultado das ações do Programa de Produtividade empenhadas pela Companhia;
- (ii) impacto positivo do encerramento de contratos bilaterais e variação da sobrecontratação no total de R\$ 19,4 milhões, como estratégia de redução de exposição à sobrecontratação de energia, sendo composto por:
 - a. saldo positivo registrado de no 2T16 no total líquido de R\$ 33,9 milhões referente, principalmente, as reversões da sobrecontratação realizadas no 2T16;
 - b. saldo positivo de R\$ 16,2 milhões registrado no 2T16 referente mudança de metodologia de cálculo do preço médio de compra da companhia (PMix) sem o reconhecimento do risco hidrológico, associado à sobrecontratação de 2015;
- (iii) impacto positivo de tarifa em R\$ 55,2 milhões, em decorrência do aumento do componente da Parcela B na tarifa no 2T17 versus o 2T16, apesar da queda no volume cativo.

O EBITDA reportado no 2T17 foi de R\$ 262,2 milhões, ante um EBITDA de R\$ 190,7 milhões no 2T16, apresentando um aumento de R\$ 71,5 milhões.

No acumulado do ano, o EBITDA Ajustado registrou crescimento de 56,0%, em comparação ao mesmo período de 2016, totalizando R\$ 694,4 milhões. O aumento de R\$ 249,3 milhões é explicado principalmente, por:

¹⁵ Ajustes referentes as despesas com fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente (apenas em 2016).

- (i) redução de R\$ 36,1 milhões no OPEX ajustado pelo fundo de pensão, conforme qualificado anteriormente, já contemplando parcialmente os resultados das ações do Programa de Produtividade empenhadas pela Companhia;
- (ii) impacto positivo do encerramento de contratos bilaterais e variação da sobrecontratação no total de R\$ 72,0 milhões, como estratégia de redução de exposição à sobrecontratação de energia;
- (iii) efeito positivo na margem, no valor de R\$ 141,2 milhões, principalmente em função do aumento do componente de Parcela B na tarifa, em comparação ao 1S16, apesar de queda do volume.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 2T17 um resultado financeiro negativo em R\$ 79,3 milhões, frente um resultado financeiro negativo de R\$ 58,0 milhões no 2T16. O aumento de R\$21,2 milhões comparado ao 2T16 refere-se principalmente à variação cambial de Itaipu, com impacto negativo de R\$ 32,9 milhões devido à oscilação cambial.

No 1S17, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 162,2 milhões, ante um resultado financeiro negativo em R\$ 75,2 milhões no 1S16, que se dá, principalmente, em função da queda de 31,2% da receita financeira, além de efeito negativo da variação cambial de Itaipu.

As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 77,5 milhões no 2T17, uma redução de R\$25,4 milhões em relação aos R\$ 102,9 milhões registrados no 2T16. Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) redução de R\$ 16,3 milhões referentes as multas contratuais, multas sobre contas de energia elétrica e juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso;
- (ii) redução de R\$ 8,4 milhões referente à outras receitas financeiras, devido principalmente à um efeito positivo de atualização da cobrança retroativa do PIS/COFINS em regime não-cumulativo não previsto na tarifa homologada pela ANEEL ocorrido no 2T16;
- (iii) redução de R\$ 2,5 milhões referentes ao rendimento das aplicações financeiras, resultado da redução do CDI no período.

No 1S17, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 158,3 milhões versus os R\$ 230,0 milhões do primeiro semestre do ano passado. Esta variação é justificada sobretudo pela:

- (i) redução de R\$ 32,8 milhões referentes as multas contratuais, multas sobre contas de energia elétrica e juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso;
- (ii) redução de R\$ 31,2 milhões referentes atualização monetária (Selic) do ativo financeiro setorial, em função de uma CVA Ativa acumulada no 2T16, o que não ocorreu no 2T17;
- (iii) redução de R\$ 6,7 milhões referente à outras receitas financeiras, devido principalmente à um efeito positivo de atualização da cobrança retroativa do PIS/COFINS em regime não-cumulativo não previsto na tarifa homologada pela ANEEL ocorrido no 1S16; e
- (iv) redução de R\$ 3,1 milhões referente a receita financeira com alienação de imóveis.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 2T17 totalizaram R\$ 146,2 milhões, uma redução de 20,0%, ou R\$ 36,6 milhões, em comparação ao 2T16. Essa variação positiva é explicada, principalmente, pela:

- (i) redução de 24,1% do encargo das dívidas com impacto positivo de R\$ 35,0 milhões em função da diminuição no saldo da dívida bruta referente amortização total das debêntures da 16ª e 17ª emissão e parcial da 9ª, 11ª, 13ª e 15ª emissão e da redução do CDI no período; parcialmente compensado por;
- (ii) Redução de R\$ 4,0 milhões, referente aos juros capitalizados transferidos para o intangível em curso; e
- (iii) aumento das despesas provenientes da atualização monetária (Selic) do passivo financeiro setorial em R\$ 6,3 milhões, em função de uma CVA Passiva acumulada no 2T17, o que não ocorreu no 2T16.

No 1S17, a Companhia registrou despesa financeira de R\$ 313,7 milhões, uma redução de 9,5% em relação aos R\$ 346,7 milhões do mesmo período do ano passado. Esta variação positiva é esclarecida pela:

- (i) redução do encargo das dívidas em R\$ 53,5 milhões principalmente em função amortização de debêntures e redução do CDI no período;
- (ii) redução de R\$ 8,2 milhões, referente aos juros capitalizados transferidos para o intangível em curso; parcialmente compensado pelo;
- (iii) aumento das despesas provenientes da atualização monetária (Selic) do passivo financeiro setorial em R\$ 15,6 milhões, em função de constituição de CVA Passiva versus CVA Ativa registrada no 1S16.

Variações Cambiais Líquidas

No 2T17, as variações cambiais líquidas apresentaram um resultado negativo de R\$ 10,6 ante um resultado positivo R\$ 21,9 milhões registrados no 2T16, variação devido à oscilação cambial principalmente referente a aquisição da energia de Itaipu.

No primeiro semestre de 2017, as variações cambiais líquidas apresentaram um prejuízo de R\$ 6,8 milhões contra um ganho de R\$ 41,5 milhões no 1S16, conforme detalhado acima.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T17, a Companhia reportou um lucro líquido reportado de R\$ 31,4 milhões versus um lucro líquido reportado de R\$ 3,5 milhões no 2T16. Essa performance é explicada pelas variações líquidas de impostos abaixo:

- (i) aumento do EBITDA ajustado¹⁶ de R\$ 58,8 milhões em relação ao 2T16, em função principalmente do resultado das ações do programa de produtividade anteriormente citado e que foi parcialmente compensado pela;
- (ii) piora no resultado financeiro de R\$ 14,0 milhões sobretudo impactado pelo efeito das oscilações cambiais e redução de encargos, fruto das amortizações e redução do CDI;
- (iii) aumento das despesas com fundo de pensão, depreciação e amortização, e outros em R\$16,8 milhões.

¹⁶ Ajustado pelo fundo de pensão

No 1S17, o lucro líquido da AES Eletropaulo foi de R\$ 44,0 milhões, um aumento de R\$ 10,0 milhões em comparação ao 1S16. Essa variação líquida deve-se ao:

- (i) aumento do EBITDA ajustado¹⁷ de R\$ 107,6 milhões se comparado ao 1S16, sendo principalmente impactado pelo incremento de parcela B, parcialmente compensado pela;
- (ii) piora no resultado financeiro em R\$ 57,4 milhões devido em maior medida à variação cambial de Itaipu e redução de encargos, fruto das amortizações e redução do CDI; e
- (iii) aumento das despesas com fundo de pensão, depreciação e amortização, e outros em R\$ 40,2 milhões.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

No 2T17, a Companhia registrou uma CVA Passiva (“a pagar”) de R\$ 501,6 milhões, uma redução de R\$ 18,8 milhões em relação ao saldo de CVA Passiva de R\$ 520,4 milhões no 1T17, conforme detalhado a seguir.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	1T17	Diferimentos	Amortização	Bandeira	Atualização monetária	2T17
Itaipu	721,0	136,7	(361,9)	-	14,1	400,2
Proinfa	2,4	(10,8)	(11,7)	-	(0,2)	(20,3)
Transporte - Rede Básica	32,9	6,4	(6,2)	-	0,7	33,8
Transporte - Itaipu	5,8	1,1	(1,2)	-	0,1	5,9
CDE	(177,8)	(134,0)	(127,4)	-	(5,8)	(494,8)
Custo de Energia	(397,1)	187,6	341,2	(247,2)	(19,4)	(59,8)
Encargos do Serviço de Sistema	(492,6)	(137,8)	31,8	-	(4,2)	(602,8)
Demais Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	(215,0)	176,6	182,0	-	8,4	236,2
<i>Neutralidade Parcela A</i>	182,6	53,1	(51,3)	-	4,3	188,8
<i>Sobrecontratação</i>	172,1	(75,6)	63,4	-	5,8	165,1
<i>RTE</i>	(250,8)	-	170,8	-	(4,8)	-
<i>Ultrapassagem de Demana e Excedente de Reativos</i>	(236,9)	(20,2)	-	-	(6,4)	(263,5)
<i>Fator Xq</i>	(70,7)	63,1	-	-	7,6	-
<i>Devolução Angra III</i>	-	175,0	-	-	2,7	177,7
<i>Outros</i>	(11,3)	(18,8)	(0,9)	-	(0,8)	(31,8)
Total	(520,4)	225,8	46,4	(247,2)	(6,3)	(501,6)

O passivo setorial líquido de R\$ 225,8 milhões averiguado nos diferimentos deste trimestre podem ser explicados, principalmente, pela:

- (i) ativo financeiro setorial diferido no valor de R\$ 136,7 milhões referente ao custo de energia de Itaipu associado ao aumento da tarifa. No primeiro semestre de 2017, a Companhia constituiu um ativo financeiro setorial no valor de R\$ 221,9 milhões;
- (ii) aumento no custo com aquisição de energia, contribuindo para a criação de ativo financeiro setorial líquido no montante de R\$ 187,6 milhões no 2T17, enquanto no 1S17 o ativo financeiro setorial constituído foi de R\$ 185,8 milhões, parcialmente compensado pela;

¹⁷ Ajustado pelo fundo de pensão

- (iii) redução do encargo CDE em que contribuiu para um passivo regulatório diferido de R\$ 134,0 milhões no 2T17. No acumulado do ano de 2017, a redução do encargo CDE constituiu um passivo regulatório diferido no montante de R\$ 225,4 milhões;
- (iv) menor custo com ESS ao longo do 2T17 contribuindo para um passivo setorial diferido em R\$ 137,7 milhões. No acumulado de 2017, o custo com ESS contribuiu para constituição de um passivo regulatório no valor de R\$ 275,7 milhões; e
- (v) criação de um ativo financeiro setorial no valor de R\$ 175,0 milhões no 2T17 referente a devolução tarifária antecipada dos custos de Angra III. O acumulado do ano também foi impactado pelo mesmo efeito acima mencionado.

ENDIVIDAMENTO

A Companhia registrou no 2T17 uma dívida bruta¹⁸ de R\$ 4.583,9 milhões, um total 9,2% menor em relação ao 2T16 que apresentou R\$ 5.049,1 milhões. As disponibilidades somavam R\$ 931,9 milhões no 2T17 vs. R\$ 1.338,9 do mesmo período do ano anterior.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.652,1 milhões no 2T17, uma redução de R\$ 58,2 milhões em relação ao valor de R\$ 3.710,2 do 2T16. Essa redução deve-se principalmente à:

- (i) amortização da 9ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 75,0 milhões em agosto de 2016 e de R\$ 80,4 milhões em maio de 2017 (por meio da subscrição para 20ª debênture);
- (ii) amortização da 11ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 100,0 milhões em novembro de 2016;
- (iii) amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 80,0 milhões em maio de 2017;
- (iv) amortização de 15ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 250,0 milhões em outubro de 2016 e de R\$ 429,8 milhões em maio de 2017 (por meio da subscrição para 20ª debênture);
- (v) amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 67,6 milhões em 2016;
- (vi) amortização da 17ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 90,0 milhões em janeiro de 2017;
- (vii) amortização CCB ABC, no valor de R\$ 14,0 milhões ocorrida também em janeiro de 2017;
- (viii) amortização da 19ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 35,6 milhões em junho de 2017; e
- (ix) amortizações FINEM, no valor de R\$ 64,0 milhões no período, parcialmente compensada por:
 - (x) redução de R\$ 407,0 milhões no saldo de caixa;
 - (xi) liberações FINEM, no valor de R\$ 69,9 milhões em 2016;
- (xii) emissão da 3ª Nota Promissória, no valor de R\$ 100,0 milhões em fevereiro de 2017;
- (xiii) emissão de CCB com Banco ABC no valor de R\$ 41,0 milhões em maio de 2017;
- (xiv) emissão da 20ª debênture, no valor de R\$ 700,0 milhões também em maio de 2017, e
- (xv) aumento do saldo de leasing em R\$ 28,2 milhões.

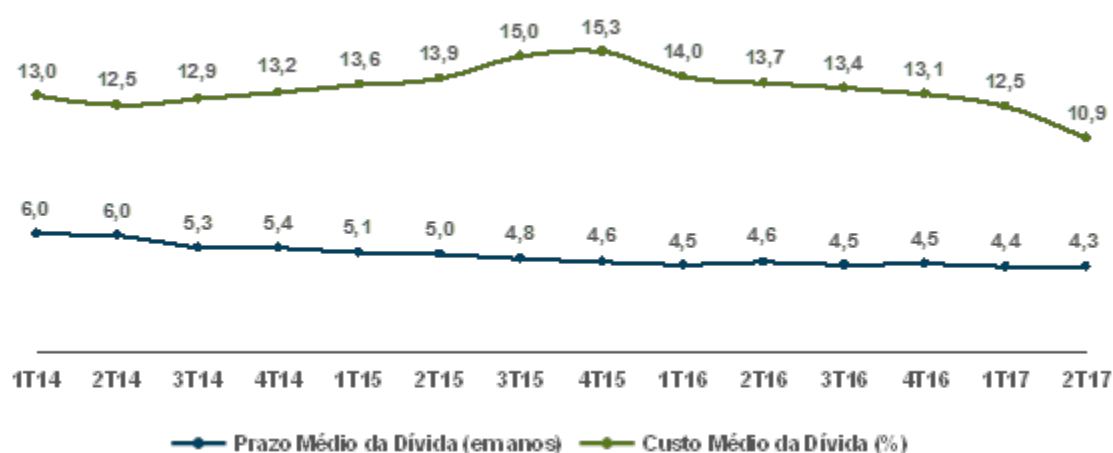
¹⁸ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, leasing financeiro e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.277,9 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.468,0 milhões).

Dívida - R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.306,0	3.690,9	-10,4%
Fundo de Pensão	1.277,9	1.358,3	-5,9%
(-) Disponibilidades ¹	931,9	1.338,9	-30,4%
Dívida Líquida	3.652,1	3.710,2	-1,57%
EBITDA (LTM)	860,9	911,1	-5,5%
Despesa com FCESP (LTM)	392,1	317,3	23,6%
EBITDA Ajustado (LTM)	1.252,9	1.228,4	2,00%
Despesa financeira sobre empréstimos²	517,1	515,7	0,27%
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	2,91	3,02	-3,50%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	2,42	2,38	1,7%

1 - Caixa + Equivalentes de Caixa + Investimentos de curto prazo

2 - Desp. Fin. para fins de covenant, não considera reserva de reversão

Custo e Prazo ¹⁹Médio da dívida



No 2T17 a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI²⁰ foi de R\$ 2.871,3 milhões com um custo médio de CDI + 2,00 % a.a. menor do que o registrado no 2T16 de R\$ 3.306,5 milhões a um custo médio de CDI + 1,86 % a.a. em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

O saldo da dívida atrelada aos demais índices²¹ no 2T17, principalmente IGPD + 5,9% a.a. é de R\$ 1.663,2 milhões vs R\$ 1.691,3 milhões ao custo médio de IGPD + 5,5% a.a. registrado no 2T16.

¹⁹ Prazo médio considera principal e Custo Médio considera principal e juros.

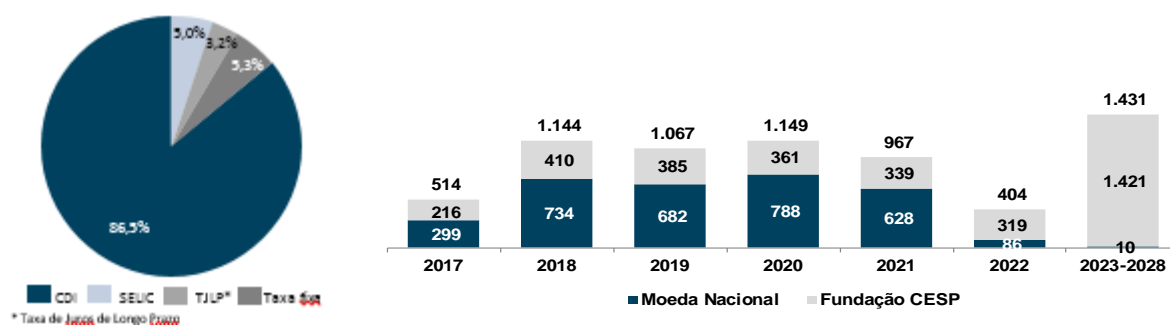
²⁰ Dívida atrelada ao CDI compreende ao somatório de principal e encargos das debêntures, nota promissória e cédulas de crédito bancário (CCB).

²¹ A dívida atrelada aos demais índices compreende ao somatório do FINEM, FINEP e fundo de pensão (excluindo corredor).

O prazo médio da dívida no 2T17 é de 4,3 anos patamar ligeiramente inferior ao prazo de 4,6 anos do 2T16, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

Dívida Bruta por indexador Cronograma de amortização da dívida - R\$ milhões²²



Escala de rating da Companhia

Escala	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moody's ³
Nacional		AA-	A-	A3
Internacional		BB	BB-	Ba3

Últimas atualizações (1- Mai/2017, 2- Mai/2017 e 3- Mar/2017)

Emissões Recentes

Em 24 de maio de 2017, a Companhia concluiu a 20ª emissão de debêntures simples no montante total de R\$ 700,0 milhões, sendo R\$ 186 milhões de moeda corrente nacional e o restante mediante a dação em pagamento de debêntures integrantes da 9ª e 15ª emissão de debêntures da emissora. O prazo de vencimento é de 4 anos contados da data de emissão com o pagamento de juros remuneratórios equivalentes a 120% do CDI. Os recursos líquidos foram destinados ao reperfilamento do passivo da Companhia e reforço de capital de giro.

Recentemente, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 245/2017, a qual passou a prever também Projetos de Investimento, fazendo referência aos montantes a serem investidos em obras classificadas como expansão, renovação ou melhoria no âmbito do plano de desenvolvimento de distribuição (PDD). Desta forma, as debêntures de infraestrutura figuram como mais uma alternativa de instrumento financeiro de endividamento relevante para o setor.

Covenants

Para efeito de cálculo dos *covenants* da Companhia, consideramos o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.277,9 milhões no 2T17 (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.468,0 milhões).

²² Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldo de diferidos.

Considerando o EBITDA previsto nos *covenants*²³ dos últimos 12 meses findos em 30 de junho de 2017, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 2,91x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 2,42x.

Os covenants da dívida são:

- (i) Dívida Líquida/EBITDA Ajustado não pode ser superior a 3,5x e
- (ii) EBITDA Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x.

Desta forma, no 2T17, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

INVESTIMENTOS

No 2T17, a AES Eletropaulo investiu R\$ 237,2 milhões. Destes, R\$ 214,7 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 22,6 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Em 2017, a Companhia planeja investir R\$ 942,0 milhões, sendo R\$ 841,3 milhões com recursos próprios e R\$ 100,7 milhões financiados pelo cliente.

Investimentos - R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	115,6	72,6	59,2%	209,6	130,1	61,1%
Confiabilidade operacional	80,8	57,2	41,4%	161,0	95,2	69,1%
Recuperação de perdas	2,0	1,4	43,5%	4,7	3,5	37,3%
Tecnologia da Informação	7,5	6,9	8,6%	16,0	18,4	-13,0%
Outros	8,8	12,6	-30,3%	15,2	27,1	-44,1%
Total com Recursos Próprios	214,7	150,7	42,5%	406,5	274,3	48,2%
Financiado pelo cliente	22,6	24,4	-7,7%	47,6	43,9	8,5%
Total	237,2	175,1	35,5%	454,2	318,2	42,7%

Principais Investimentos no 2T17

Serviços ao Consumidor e Expansão do Sistema

Visa o atendimento do crescimento do mercado e a redução do risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica em condições regulares e em situações de emergência.

No 2T17, R\$ 41,4 milhões foram investidos na adição de 48,7 mil novos clientes, na religação de 219,1 mil clientes e na regularização de 17,4 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R\$ 74,2 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento, com destaque para a energização da ETD Thomas Edison 138/88-34,5/20 kV, da ETD Jaçanã que resultam em adição de 161 MVA de capacidade de transformação, inauguração de 7 circuitos primários de distribuição e recapacitação de 2 circuitos primários de distribuição que beneficiarão cerca de 130 mil clientes.

No acumulado, R\$ 78,2 milhões foram investidos na adição de 98,4 mil novos clientes, na religação de 444,6 mil clientes e na regularização de 33,4 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R\$ 131,4 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia.

²³ O Ebitda ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização e todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação".

Confiabilidade Operacional

Objetiva reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a continuidade do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição.

No 2T17 foram investidos R\$ 80,8 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas. No acumulado foram investidos R\$ 161,0 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Recuperação de Perdas

Objetiva a diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da Companhia.

No 2T17 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 2,0 milhões. Foram realizadas 11,7 mil regularizações por meio de inspeções de fraudes e anomalias.

No acumulado do ano foram investidos R\$ 4,7 milhões, montante 37,3% maior do que o mesmo período do ano anterior que registrou R\$ 3,5 milhões.

Tecnologia da Informação

Visa melhorias no conjunto de atividades e soluções providas por recursos de computação buscando melhor produção, armazenamento, transmissão, acesso, segurança e uso das informações.

No 2T17 foram investidos R\$ 7,5 milhões, e no acumulado esse totalizamos R\$ 16,0 milhões em projetos de Tecnologia da Informação na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia.

Outros

No 2T17, foram investidos R\$ 8,8 milhões em outros projetos referentes a, principalmente, manutenções prediais e segurança eletrônica e no acumulado do ano, foram investidos R\$ 15,2 milhões.

Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 22,6 milhões no 2T17 e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes, alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. No acumulado os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 47,6 milhões.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado de Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e Almoxarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigação Especial). Sobre o valor líquido da base de remuneração foi calculada a remuneração, e sobre o valor bruto, a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela "B" da Receita Requerida - RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória No 2102 ANEEL de 28/06/2016. A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela ANEEL para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica, e a sua respectiva atualização do reajuste de julho 2017.

Componentes do Investimento Remunerável	Revisão jul/11	Reajuste jul/12	Reajuste jul/13	Reajuste jul/14	Revisão (*) jul/15	Reajuste jul/16	Reajuste jul/17
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	16.189.530.212	17.021.672.065	18.096.420.439	19.225.818.039	21.183.138.713	23.769.012.101	23.583.986.980
b1) (-) Depreciação Acumulada	10.347.767.123	10.879.642.353	11.566.582.971	12.288.453.414	13.391.278.940	15.025.982.480	14.909.015.725
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,2%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Bruta	1.370.413.429	1.440.852.680	1.531.828.118	1.627.429.511	2.315.613.770	2.598.285.951	2.578.060.114
c2) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Líquida	1.196.630.700	1.258.137.518	1.337.576.321	1.421.054.459	1.767.608.511	1.983.384.457	1.967.945.198
d) Bens 100% depreciados	3.364.292.879	3.537.217.533	3.760.557.448	3.995.253.838	6.147.896.400	6.898.383.941	6.844.684.851
e) Terrenos e Serviços	313.831.955	329.962.917	350.796.776	372.690.002	456.376.870	512.087.821	508.101.576
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável	11.140.991.949	11.713.638.936	12.453.238.098	13.230.444.688	12.263.251.673	13.760.254.388	13.653.140.439
g) (+) Almoxarifado	31.500.064	33.119.167	35.210.312	37.407.787	56.691.527	63.611.989	63.116.814
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)	4.676.632.453	4.917.011.361	5.227.471.459	5.553.717.952	6.080.942.789	6.823.257.153	6.770.142.872
i) (+) Investimento previsto no Xe	0	0	0	0	0	0	0
j) Variação do IGPM (RH Aneel/Reajuste Tarifário n°)	1,0000	1,0514	1,0631	1,0624	1,0000	1,0000	1,0000
k) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,82%	3,82%	3,82%	3,82%	3,75%	3,75%	3,75%
*) 4º ciclo de RTP - Julho 2015		a) Valor deduzido dos valores de Bens Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios e índice de aproveitamento					
Valores segundo REH 2102 ANEEL de 28/06/2016							

Plano de Investimento - 2017 até 2021

A Companhia prevê investir R\$ 3.970,3 milhões no período de 2017 até 2021, principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes, na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e na melhoria dos indicadores de qualidades, um aumento significativo quando comparado ao plano anterior de 2016 a 2020 em que a Companhia previa investir R\$ 3.563 milhões.

Investimentos - R\$ milhões*	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	Total 2017-2021
Investimentos	841,3	649,2	680	671,1	700,5	3.542,1
Financiado pelo Cliente	100,7	82,9	79,5	80,9	84,2	428,2
Total	942,0	732,1	759,5	752,0	784,7	3.970,3

*Valores nominais

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Saldo inicial de caixa	1.264,2	1.258,9	5,2	1.067,6	531,2	536,5
Geração de caixa operacional	170,5	578,4	(407,9)	780,0	1.534,3	(754,3)
Investimentos	(295,6)	(173,5)	(122,1)	(554,8)	(348,8)	(206,0)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	(117,4)	(201,6)	84,2	(214,7)	(173,7)	(41,0)
Despesas com Fundo de Pensão	(107,8)	(111,6)	3,8	(220,6)	(172,7)	(47,9)
Imposto de Renda	(0,0)	(0,1)	0,1	(0,0)	(0,1)	0,1
Caixa restrito e/ou bloqueado	18,0	(11,6)	29,6	74,3	(31,3)	105,7
Caixa livre	(332,3)	79,9	(412,2)	(135,7)	807,7	(943,4)
Pagamento de Dividendos e JSCP	-	-	-	-	-	-
Saldo final de caixa	931,9	1.338,9	(407,0)	931,9	1.338,8	(406,9)

No 2T17, a Companhia registrou uma geração de caixa operacional R\$ 407,9 milhões inferior à apresentada no 2T16. Esta redução em comparação ao mesmo período do ano anterior se deve, principalmente, aos fatores abaixo:

- (i) efeito negativo de R\$ 850,3 milhões na arrecadação líquida devido à redução de mercado e migração de clientes cativos para o mercado livre nos últimos meses de 2016 com reflexo de caixa em 2017;
- (ii) maiores despesas operacionais em R\$ 31,8 milhões devido ao aumento dos gastos com pessoal e com o plano de aposentadoria incentivada; parcialmente compensado por;
- (iii) menores gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 191,2 milhões, devido principalmente à queda nas despesas com CDE e com ICMS;
- (iv) redução de gastos com compra de energia no valor de R\$ 95,6 milhões, acompanhado pelo trabalho feito pela companhia para desconstrução de energia.

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva de R\$ 84,2 milhões durante o 2T17 quando comparado com o 2T16, devido principalmente a captação de R\$ 700 milhões da 20ª emissão de debêntures para pré-pagamento da 9ª e 15ª emissão de debêntures da Companhia.

No acumulado do ano, a Companhia registrou redução de R\$ 754,3 milhões na geração de caixa operacional quando comparada ao 1S16 devido, principalmente:

- (i) efeito negativo de R\$ 1.810,5 milhões referente a uma piora na arrecadação líquida devido a diferentes níveis de bandeira aplicada (vermelha em Jan/16 e amarela em Fev e Mar/16 contra bandeira verde em Jan e Fev/17 e amarela em Mar/17), redução do mercado e migração de clientes cativos para o mercado livre nos últimos meses de 2016 com reflexo de caixa em 2017;
- (ii) maiores despesas operacionais em R\$ 68,7 milhões no 1S17 se comparado com o 1S16 devido ao volume de adesões ao programa de aposentadoria incentivada e impacto do dissídio no caixa da Companhia; parcialmente compensado por;
- (iii) menores gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 459,8 milhões, relacionado ao despacho térmico menor no período, queda nas despesas com CDE e com ICMS, sendo este último por reflexo da queda de mercado.

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação negativa de R\$ 50,2 milhões, devido ao menor volume de novos financiamentos durante o 1S17 quando comparado com o 1S16.

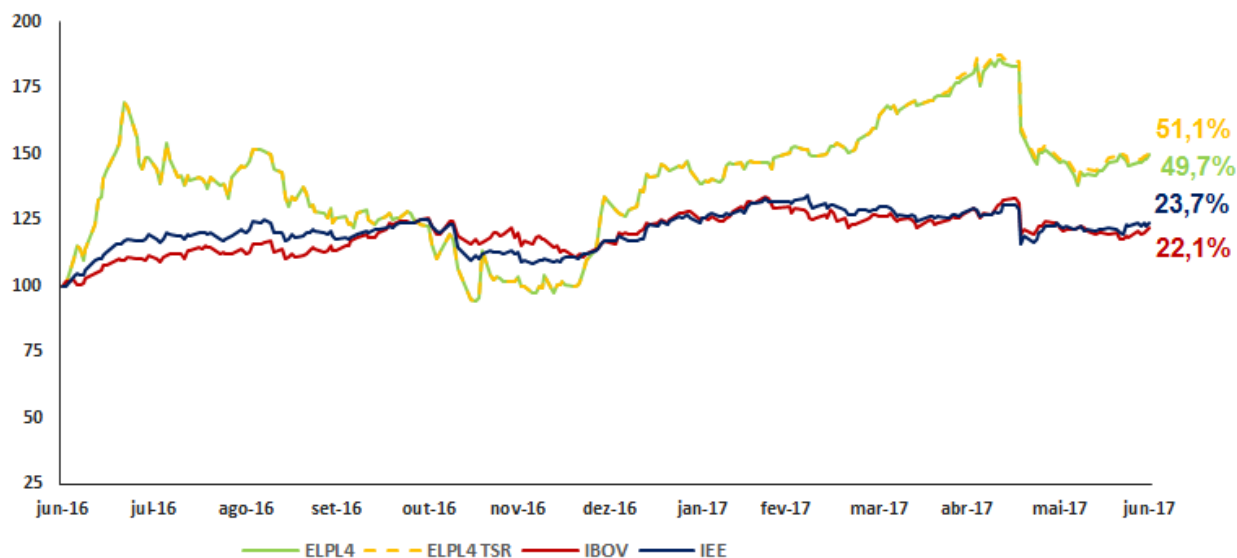
MERCADO DE CAPITAIS

As ações da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão - sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). As ações ELPL4 integram atualmente (i) o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (Itag), (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), (iii) o Índice Brasil 100 (IBrX) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3. A Companhia informou em 23 de fevereiro de 2017, a proposta de migração para o Novo Mercado, segmento especial de listagem. Para maiores informações sobre o andamento deste processo, ver seção "Migração para o Novo Mercado".

No 2T17, a ação preferencial da Eletropaulo encerrou o período cotada a R\$ 12,65, apresentando uma valorização de 49,7%, quando comparado ao 2T16. 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 do 2T17, o volume médio diário negociado foi de 1.280.265 mil ações, representando um aumento de 99,6% em relação ao 2T16.

Desempenho das ações (últimos 12 meses)

Base 100 = 30/06/2016



DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

A Segurança de nossos colaboradores, prestadores de serviços e da comunidade é prioridade no desenvolvimento de nossas atividades. No Planejamento Estratégico Sustentável, foram estabelecidas metas de desempenho relacionadas a esse aspecto e que são acompanhadas pela Companhia.

A gestão dos nossos indicadores de segurança segue a norma OSHA (Occupational Safety & Health Administration), definida pela Agência Norte-Americana de Saúde e Segurança do Trabalho. Dessa forma, garantimos alinhamento às diretrizes da AES Corp. Os indicadores conforme norma OSHA, estão apresentados a seguir:

Indicadores OSHA		2015	2016	2T16	2T17	Meta 2017
Próprios	Fatalidade	0	0	0	0	0
	Taxa LTI*	0,262	0,356	0,228	0,252	0,14
	Taxa Recordable**	0,441	0,684	0,569	0,907	0,81
Contratados	Fatalidade	0	0	0	0	0
	Taxa LTI*	0,143	0,17	0,07	0,511	0,14
	Taxa Recordable**	0,346	0,815	0,701	1,192	0,81

* 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).

Os indicadores de Segurança do Trabalho de acordo com a NBR 14280 da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), estão apresentados a seguir:

Indicadores NBR 14280		2015	2016	2T16	2T17
Próprios	Fatal – Típico	0	0	0	0
	Taxa de Frequência – TF	5,54	5,62	5,13	4,79
	Taxa de Gravidade – TG	52	104	83	64
Contratados	Fatal – Típico	2	1	0	0
	Taxa de Frequência – TF	5,04	6,75	5,87	6,43
	Taxa de Gravidade – TG	1353	579	51	123

Segurança da população

Adicionalmente, a AES Eletropaulo investe na segurança das comunidades onde atuamos. No 2T17 foram reportados cinco acidentes fatais, o que representa aumento comparado com o mesmo trimestre de 2016, quando ocorreram dois acidentes fatais.

O Programa de Segurança da Companhia está focado em ações proativas que promovam o fortalecimento da cultura de segurança e comportamento seguro, realizado com base nas diretrizes globais da AES Corp. e nos requisitos de nosso Sistema de Gestão de Segurança e Saúde do Ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18001, e na Política de Sustentabilidade da Companhia.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

Quanto ao desempenho ambiental, foram evitadas 2.276 toneladas ²⁴de CO2 no 2T17 devido à redução de perdas globais.

Indicador de Desempenho	2T16	2T17
GWh de Perdas Totais	1.158	1.130

COLABORADORES E COMUNIDADES

COLABORADORES

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

COMUNIDADES

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 17,4 mil famílias no 2T17 - cerca de 81 mil pessoas, com a meta de totalizar 51 mil regularizações até o fim do ano de 2017. Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) podem abrir conta em banco e ter acesso a crédito.

Meta	Indicador de Desempenho	2T16	2T17
Regularizar 51.000 ligações em 2017	Número de ligações regularizadas	11.418	17.426

²⁴ Até a divulgação deste release, os fatores de emissão da matriz elétrica brasileira referentes aos meses de maio e junho não haviam sido publicados pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. O fator de emissão de abril foi utilizado para estimativa das emissões de gases de efeito estufa.

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.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o conjunto de processos, costumes, políticas, leis, regulamentos e instituições que regulam a direção, administração e controle da Companhia, envolvendo as práticas e o relacionamento 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 Eletropaulo 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 vinte e um membros, sendo onze membros efetivos e dez membros suplentes, dentre eles seis efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um efetivo e respectivo suplente pelos colaboradores, dois efetivos (sendo que somente um deles possui suplente) são membros independentes e um efetivo e respectivo suplente foram indicados/eleitos por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais e também são considerados conselheiros independentes. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO (Assembleia Geral Ordinária) que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

A atual Diretoria é composta por cinco membros, incluindo o Diretor Presidente. 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 disso, o Conselho Fiscal também é responsável por analisar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e sobre as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por dez membros, sendo cinco membros efetivos e cinco suplentes, dos quais: três efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador; um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários ordinaristas; e um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, a AES Eletropaulo avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência as suas demonstrações financeiras.

Com o objetivo de levar a Companhia ao nível mais alto de governança corporativa e gerar benefícios aos acionistas, a AES Eletropaulo aprovou em Conselho de Administração a criação de novos comitês, entre eles:

- **Comitê de Sustentabilidade**, composto por, no mínimo, 5 e, no máximo, 10 membros, sendo um deles conselheiro de administração, preferencialmente independente;

- Comitê de Partes Relacionadas, composto por 3 a 5 membros, sendo a totalidade dos membros independentes do Conselho e, até, 2 membros indicados pelo acionista controlador da Companhia;
- Comitê de Remuneração e Pessoas, composto por 3 membros que sejam, ou não, conselheiros de administração, sendo 1 deles, necessariamente, conselheiro independente;
- Comitê de Auditoria, composto por 5 membros eleitos pelo Conselho de Administração, preferencialmente escolhidos dentre os conselheiros, sendo ao menos 1 deles conselheiro independente, e os demais indicados pelo acionista controlador, ao qual caberá a indicação de 3 membros, e pelos acionistas minoritários, aos quais caberá indicar 1 membro.

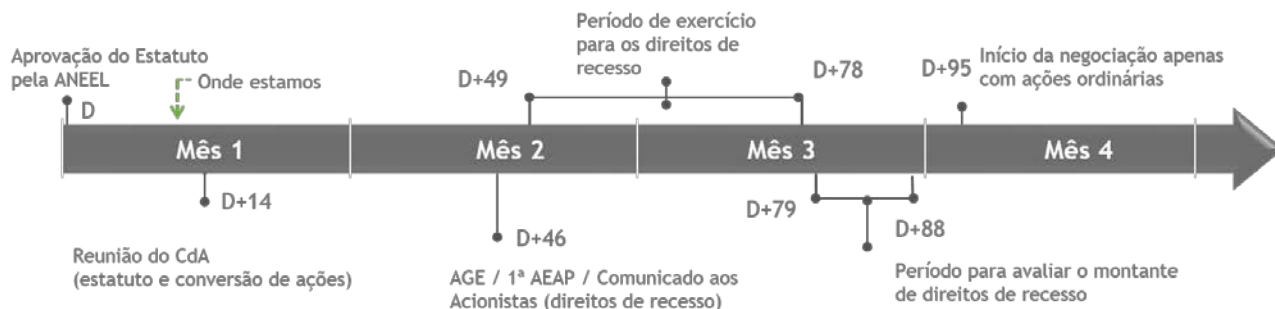
O Comitê de Partes Relacionadas é estatutário e os Comitês de Auditoria e de Remuneração e Pessoas, se tornarão estatutários após a migração da Companhia para o segmento do Novo Mercado de governança corporativa. Quanto ao Comitê de Sustentabilidade, apesar de não ser um comitê estatutário, possui conselheiro da Companhia em sua composição. Todos os comitês foram criados com o objetivo de assessorar o Conselho de Administração da Companhia nas tratativas de temas relevantes e contam com a participação de conselheiros independentes e, em alguns casos, especialistas.

MIGRAÇÃO PARA O NOVO MERCADO

Em 23 de fevereiro de 2017, a Companhia informou ao mercado a proposta de migração para o segmento especial de listagem da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão, denominado Novo Mercado, sujeita às aprovações necessárias. A migração reforça a estratégia de criação de valor da Companhia e tem como objetivos: (i) elevar o nível de governança corporativa e transparência, a partir da extensão do direito de voto a todos os acionistas; (ii) aumentar a capacidade de investimento necessária para fomentar o seu crescimento, na medida que facilita novas captações pela Companhia e espera-se que reduza seu custo de capital; e (iii) potencializar a liquidez das ações negociadas publicamente pela Companhia, por meio da consolidação da negociação dos valores mobiliários exclusivamente em ações ordinárias, aumentando a atratividade para novos investidores.

O processo de migração envolve tratativas com os órgãos reguladores competentes, incluindo a reforma do Estatuto Social da Companhia para adequá-lo às exigências do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, notadamente à conversão na proporção 1:1 da totalidade das ações preferenciais em ações ordinárias, que garante condições similares para todos os acionistas. O novo Estatuto Social foi aprovado pela B3 e pela ANEEL. Adicionalmente, os termos de algumas das dívidas atuais da Companhia, que requerem aprovação para listagem no Novo Mercado, já foram concluídos com os principais credores. Será realizada em breve a convocação de Assembleia Geral de Acionistas (AGE) e Assembleia Especial de Acionistas Preferenciais (AEAP), para deliberar sobre o tema, ocasião na qual os termos e condições da migração para o Novo Mercado serão detalhados quando da publicação do edital de convocação. A expectativa da administração da Companhia é que o processo de migração para o Novo Mercado seja concluído até o 4T17. Abaixo segue o cronograma indicativo da transação²⁵:

²⁵ Assume que o novo estatuto será aprovado na primeira Assembleia Extraordinária dos Acionistas Preferencialistas (AEAP). Caso uma segunda e uma terceira AEAP sejam necessárias para aprovar os novos documentos, a transação pode vir a levar aproximadamente quatro meses adicionais para ser concluída.



Direito de Retirada

A conversão da totalidade das ações preferenciais da Companhia em ações ordinárias está sujeita à aprovação dos acionistas titulares de ações preferenciais, em assembleia especial, sendo certo que os acionistas preferenciais que (i) votarem contra a conversão, (ii) se abstiverem de votar ou (iii) não comparecerem à assembleia especial, poderão pleitear, no prazo legal, o direito de reembolso do valor patrimonial das ações de que forem comprovadamente titulares, ininterruptamente, desde o encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017 até a data do efetivo exercício do direito de retirada, nos termos do Art. 137 da Lei nº 6.404/76.

As ações adquiridas a partir do dia 24 de fevereiro de 2017 não conferirão ao seu titular o direito de retirada. Dessa forma, as pessoas ou entidades que, em virtude de contrato de mútuo de ações ("aluguel de ações"), na posição de mutuante, tenham transferido as suas ações preferenciais ou tenham mantido as ações preferenciais mutuadas a terceiros no encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017, não poderão exercer o direito ao reembolso com relação às ações preferenciais mutuadas, uma vez que, na forma da lei e conforme entendimento da Comissão de Valores Mobiliários (Processo CVM n.º SP 2011/0304), o mútuo acarreta a efetiva transferência da titularidade das ações do mutuante ao mutuário. Do mesmo modo, os acionistas que no encerramento do pregão de 23 de fevereiro de 2017 eram titulares de ações preferenciais por força de contratos de mútuo, na posição de mutuários, e mantenham a titularidade dessas ações preferenciais até o momento do exercício do direito de retirada, poderão exercê-lo, na forma da lei.

Não obstante, a administração da Companhia informa, desde já, que poderá fazer uso da faculdade prevista no §3º do Art. 137 da Lei nº 6.404/76 no sentido de desistir da potencial migração ao Novo Mercado, a depender do eventual resultado do exercício do direito de retirada. A Companhia informa que a operação não ocorrerá se o custo decorrente do exercício do direito de retirada for material. Ocorrendo essa possibilidade, tornar-se-á necessária a convocação de nova assembleia para o reexame da operação, nos termos do §3º do Art. 137 da Lei nº 6.404/76.

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Ao final de junho de 2017, o capital social da AES Eletropaulo era de R\$ 1.257,6 milhões, representado por 55.781.296 ações ordinárias (33,3% do total) e 111.562.591 ações preferenciais (66,7% do total), com um *free float* total de 139.164.650 ações (83,16% do total). Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 64,5 mil acionistas. A tabela a seguir apresenta estrutura societária atualizada da Companhia.

AES Eletropaulo						
Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES Holdings	28.179.237	50,5%	-	0,0%	28.179.237	16,8%
União	13.342.384	23,9%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
BNDES	12.586.216	22,6%	18.764.113	16,8%	31.350.329	18,7%
GWI	-	0,0%	11.585.400	10,4%	11.585.400	6,9%
Outros	1.673.459	3,0%	81.212.820	72,8%	82.886.279	49,5%
Total	55.781.296	100,0%	111.562.591	100,0%	167.343.887	100,0%

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e Compliance do Grupo AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa em garantir a transparência e o comprometimento de todos na manutenção de uma conduta ética em todos os seus negócios, bem como em atender às legislações nacionais e estrangeiras aplicáveis. 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 de educação e treinamento conta com diversas iniciativas relacionadas aos temas de Ética, Compliance, Valores Corporativos e Anticorrupção, entre outros, para colaboradores de todos os níveis hierárquicos das empresas.

Além disso, a AES Brasil conta com o AES Helpline, um canal de comunicação aberto a todos os públicos de relacionamento do Grupo e disponível 24 horas por dia, nos 365 dias do ano, para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Eletropaulo está comprometida em manter os mais altos padrões éticos em todas as suas transações comerciais. Os colaboradores da AES Eletropaulo, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à AES Eletropaulo 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 Eletropaulo visa "conhecer o seu parceiro de negócios", o qual exige que a AES Eletropaulo 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.

OUTROS EVENTOS

ATIVO POSSIVELMENTE INEXISTENTE

Em 27 de dezembro de 2013, foi publicado o Despacho nº 4.259/2013 no qual a Diretoria da ANEEL resolveu anular os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação nos processos de Revisão Tarifárias Periódicas (RTP) anteriores associadas a ativo possivelmente inexistente, referente a quantitativo de cabos, com a consequente restituição do valor de R\$ 626,1 milhões aos consumidores.

Contra esta decisão, a Companhia interpôs pedido de reconsideração. Todavia, em 1º de julho de 2014 a Diretoria da ANEEL, mediante a publicação do Despacho 2.176/2014, manteve a decisão objeto do Despacho 4.259/2013, de modo a determinar a restituição aos consumidores da Companhia, mediante a inclusão desse valor como componente negativo até as quatro RTPs seguintes. A Diretoria da ANEEL abriu também a

possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e que não eram considerados na sua Base de Remuneração Regulatória.

Em 3 de Julho de 2014, a ANEEL deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2014 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2014 e decidiu pela restituição de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 626,1 milhões, gerando um impacto de -3,30% no reajuste total.

A Companhia ingressou com um pedido de reconsideração na esfera administrativa, requerendo a revisão da decisão pela ANEEL na parte em que ela não acolheu o pedido subsidiário relativo ao subdimensionamento de outros ativos de serviço existentes. Em 12 de agosto de 2014, a Diretoria da ANEEL decidiu não acolher o mérito desse pedido de reconsideração e confirmou o esgotamento da via recursal na esfera administrativa.

Em 19 de agosto de 2014 a Companhia ajuizou ação objetivando anular os Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e nº 2.176/2014, com a declaração a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela AES Eletropaulo anteriormente à data da sua 3ªRTP. Adicionalmente, a Companhia apresentou pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da Companhia até a decisão final da ação judicial.

A liminar foi indeferida em 1ª instância e, em 2 de setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar em segunda instância determinando que a ANEEL realizasse o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo até o julgamento do mérito do recurso.

A ANEEL alegou dificuldades de cumprir a liminar em função da complexidade dos procedimentos internos e solicitou a suspensão da liminar até o julgamento do recurso de Agravo de Instrumento.

Em outubro de 2014, o Desembargador Relator suspendeu o cumprimento da liminar até o julgamento do mérito do recurso de Agravo de Instrumento. Na ocasião do julgamento colegiado, o Desembargador Relator votou favoravelmente à Companhia pela manutenção da liminar. O Desembargador Revisor, no entanto, requereu um prazo adicional para analisar os argumentos de ambas as partes, suspendendo temporariamente o julgamento.

Em dezembro de 2014, o Desembargador Relator determinou à ANEEL a republicação das tarifas da Companhia, excluindo o componente financeiro negativo de 3,3%, correspondente a 50% do valor do ativo possivelmente inexistente, que havia sido aplicado na tarifa homologada no dia 04 de julho de 2014. Em atendimento a essa determinação, em 5 de janeiro de 2015 a ANEEL realizou Reunião de Diretoria e votou pela republicação das tarifas da Companhia, ocorrida no dia 08 de janeiro de 2015. O montante de R\$ 162,8 milhões, anteriormente restituído aos consumidores foi revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária de 2015, que, considerando a atualização pela variação do IGP-M no período, totalizou o montante de R\$ 172,6 milhões recebido via tarifa no ciclo tarifário de julho de 2015 a julho de 2016.

Neste íterim, em 7 de janeiro de 2015, a ANEEL apresentou recurso ao Superior Tribunal de Justiça - STJ visando obter a suspensão dos efeitos da liminar concedida em favor da Companhia. Contudo, em 16 de janeiro de 2015, ao analisar o pleito da ANEEL, o STJ indeferiu o pedido de suspensão, resultando na manutenção dos efeitos da liminar.

A ANEEL, em 10 de fevereiro de 2015, recorreu desta decisão ao Plenário do STJ, que é composto por todos os Ministros do Superior Tribunal. No dia 20 de maio de 2015, o STJ rejeitou o recurso, desta forma, a liminar obtida em 2ª instância continua válida e surtindo todos os seus efeitos.

Em 13 de novembro de 2015, a Companhia apresentou petição requerendo o julgamento antecipado da ação para que seja reconhecida a intempestividade da contestação apresentada pela ANEEL com a consequente aplicação dos efeitos da revelia e a apreciação da alegação de decadência do direito da ANEEL de determinar o recálculo retroativo das tarifas praticadas pela Companhia. Ainda, a Companhia requereu a produção de

prova pericial em relação ao pedido subsidiário de inclusão de ativos na base de remuneração, caso o juízo não acolha os pedidos principais da Companhia (revelia e decadência).

Em 25 de fevereiro de 2016, a ANEEL apresentou petição informando a tempestividade de sua contestação e que a matéria da Ação Ordinária é exclusivamente de direito, sem necessidade de dilação probatória.

Assim, aguarda-se decisão sobre provas/prolação de sentença. Caso o juiz rejeite o pedido de julgamento antecipado, apenas quanto ao pedido subsidiário, a Eletropaulo reiterará a produção de prova pericial.

Tendo em vista a avaliação de seus advogados quanto às chances de perda na discussão ser possível, bem como pelo fato de não haver expectativa de desembolso de caixa futuro, nenhuma provisão foi constituída.

Em 30 de junho de 2017, o valor atualizado da devolução tarifária em discussão é de R\$ 758,5 milhões (R\$ 779,3 milhões em 31 de março de 2017).

Ainda com relação ao mesmo caso, em 8 de janeiro de 2015 a Companhia recebeu o Termo de Notificação (TN) nº 73/2014 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), através do qual a ANEEL determinou que a Companhia procedesse ao registro contábil em seus demonstrativos regulatórios do mês de dezembro de 2014, do montante do componente financeiro negativo de R\$ 626,1 milhões e suas atualizações, correspondente à importância que a ANEEL, no âmbito administrativo, entendeu que deveria ser restituída aos consumidores da área de concessão da distribuidora (vide nota explicativa nº 20.2 (c.1)).

Em 23 de janeiro de 2015 a Companhia, protocolou Manifestação ao Termo de Notificação nº 73/2014, esclarecendo a correta aplicação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e solicitando o arquivamento do TN nº 73/2014, nos termos do artigo 20, §1º, da REN nº 63/2004.

Em 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF, emitido pela ANEEL, no montante de R\$ 143.324 milhões em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação supracitado. Para tanto, foi protocolado recurso administrativo.

Em Reunião de Diretoria realizada em 30 de agosto de 2016, o Diretor Relator votou pelo provimento do cancelamento da penalidade e arquivamento do Auto de Infração. Contudo, o segundo Diretor pediu vista do processo. Em 22 de novembro de 2016, a Diretoria da ANEEL decidiu conhecer o recurso dando provimento parcial, julgando pela (i) anulação do AI 1014/2015 e (ii) determinação para que a Companhia realize a provisão no valor de R\$ 626,1 milhões em até 30 (trinta) dias contados desta data.

A Companhia, em 12 de dezembro de 2016, protocolou pedido de reconsideração na ANEEL frente ao Despacho 3.042 estritamente quanto à determinação da provisão. Atualmente aguarda-se a decisão da ANEEL. A Companhia não constituiu nenhuma provisão, sustentando como base os mesmos argumentos mencionados anteriormente.

CTEEP/ELETROBRÁS - CONTRATO DE FINANCIAMENTO

Em 17 de setembro de 2015 foi divulgado laudo pericial contábil, que, apesar de reconhecer as premissas técnicas defendidas pela Companhia, emite opinião no sentido de que a responsabilidade pelo pagamento da diferença de correção do saldo do empréstimo teria ficado com a Companhia. Em relação ao laudo, a Companhia apresentou em 30 de setembro de 2015 seu parecer técnico, bem como submeteu novos questionamentos ao perito judicial.

Em 25 de abril de 2016, a Companhia apresentou em juízo pareceres de renomados contadores (Dr. Eliseu Martins e Dr. Nelson Carvalho) indicando que não é responsável pela dívida. A Eletrobrás apresentou quesitos complementares ao perito oficial para que sejam definidos os critérios de cálculo e realizado o cálculo do valor atual da dívida.

Em 12 de maio de 2016, a Companhia protocolou petição argumentando que a definição de critérios de cálculo é matéria de direito e tem que ser decidida pelo Juízo antes da remessa dos autos ao Perito.

Apresentou ainda, o critério de cálculo que entende como correto, o qual não considera a aplicação de juros moratórios sobre a dívida após a data da cisão da Eletropaulo Estatal, que ocorreu em 1º de janeiro de 1998. Entende a Companhia que não houve inadimplemento culposos por parte do devedor (atual Eletropaulo ou CTEEP), haja vista que a própria Eletrobrás reconhece a indefinição acerca da responsabilidade sobre o pagamento da dívida. Segundo o critério de cálculo defendido pela Companhia, o valor da dívida, em 30 de junho de 2017, seria de R\$ 948,7 milhões.

Em 29 de junho de 2016, o Juízo determinou que a Eletrobrás se manifestasse quanto à petição protocolada pela Companhia no dia 12 de maio de 2016. Em 12 de julho de 2016, a Eletrobrás se pronunciou solicitando a rejeição do critério da Companhia para o cálculo.

Em 22 de julho de 2016, a Companhia reafirmou a correção dos seus critérios de cálculo apresentando parecer jurídico de renomado advogado sustentando não ser a Companhia responsável pela dívida em discussão bem como a correção dos critérios de cálculo apresentados pela Companhia.

Após a conclusão da perícia, o juiz, a seu critério, poderá designar audiência para questionamento de testemunhas, do próprio perito e dos respectivos assistentes técnicos das partes. Após a produção de todas as provas, o juiz deverá proferir decisão de mérito declarando a parte responsável pelo pagamento da dívida. Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença e se forem apurados valores a serem pagos pela Companhia, a Eletrobrás poderá reiniciar o processo de execução contra a Companhia, sendo que, quando tal fato acontecer, para que a Companhia possa se defender, será necessário apresentar garantia nos termos do Código do Processo Civil Brasileiro.

Ainda de acordo com o disposto no Código do Processo Civil Brasileiro, a Eletrobrás terá o direito de solicitar ao juízo da causa o levantamento da garantia ofertada pela Companhia, mesmo antes da decisão final. Na eventualidade de a solicitação da Eletrobrás ser deferida, a Companhia poderá ter um desembolso de caixa e impacto negativo em seu resultado, uma vez que o referido desembolso passará a ser tratado como um ativo contingente em vista da possibilidade de sua recuperação quando da decisão final do mérito da causa.

O escritório responsável mantém inalterada a avaliação de perda, que continua classificada como possível.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor de R\$ 2,015 bilhões, atualizado até 30 de junho de 2017 (R\$ 1,96 bilhão em 31 de março de 2017), se aplicados os mesmos critérios de correção postulados pela Eletrobrás quando do início da execução.

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES

A ANEEL, em 26 de outubro de 2015, após analisar as contribuições da sociedade, publicou o novo aditivo ao contrato de concessões vencidas e vincendas, por meio do Despacho 3.540/2015. Dentre outros pontos, os novos contratos de concessão impõem condicionantes de eficiência às distribuidoras: qualidade do serviço e sustentabilidade da gestão econômico-financeira. O descumprimento dos limites pode resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem à renovação das concessões.

Como resultado da Audiência Pública nº 029/2016, realizada entre 27 de maio de 2016 a 27 de junho de 2016, a ANEEL permitiu, por meio do Despacho nº 2.194/2016, que as concessionárias que não passaram pelo processo de renovação das concessões possam aderir, de forma opcional, ao novo modelo de cláusula econômica dos novos contratos ou também aderir a todos os itens do novo contrato de concessão resultante da Audiência Pública nº 038/2015.

Por fim, em fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 761/2017, que regulamentou os procedimentos tarifários a serem adotados para as distribuidoras de energia elétrica que tiverem contratos de concessão prorrogados, bem como para aquelas que assinarem, por opção, o termo aditivo com as novas regras, de acordo com o Despacho nº 2.194/2016.

LIMINARES CDE

Desde 2015, associações de agentes do setor elétrico têm ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE. A primeira decisão liminar favorável foi obtida pela ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres).

Para cumprir tal decisão, a ANEEL publicou tarifas específicas para os clientes associados à referida associação. No entanto, não houve redução do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás por parte das distribuidoras, de modo que estas passaram a assumir um custo financeiro até o próximo reajuste tarifário, quando a parcela não arrecadada da CDE associada a tal liminar seria rateada aos demais consumidores via a consideração de um componente financeiro.

Em junho de 2016, com o aumento dos processos judiciais contestando o encargo CDE após a liminar concedida à ABRACE, a ANEEL regulamentou a metodologia ora utilizada para a aplicação das liminares, conforme detalhado no Despacho ANEEL nº 1.576/2016 e Nota Técnica nº 174/2016-SGT/ANEEL. Assim, conforme tal decisão, (i) as distribuidoras estão autorizadas a descontar do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás o valor não arrecadado devido a liminares; (ii) não haverá a necessidade de se apurar um componente financeiro para ser considerado nos reajustes tarifários; e (iii) a ANEEL fiscalizará o efeito das liminares no faturamento e pagamento das cotas da CDE à Eletrobrás, nos reembolsos do Fundo da CDE aos beneficiários e na composição do orçamento da CDE dos anos subsequentes.

Atualmente, a AES Eletropaulo aplica tarifas específicas para os clientes associados à ANACE (Associação Nacional dos Consumidores de Energia), SNIC (Sindicato Nacional da Indústria do Cimento) e ao consumidor Santa Constância Tecelagem, conforme determinação da ANEEL em virtude de liminares obtidas por esses agentes, sendo o pagamento da cota da CDE reduzido pelo valor não arrecadado referente a tais consumidores.

Vale destacar que a partir de maio de 2017, com a publicação da Lei 13.360/2016, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passou a ser responsável pela gestão financeira e operacional da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

RESOLUÇÃO ANEEL - ANGRA III

Em 28 de março de 2017, a ANEEL decidiu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.214/2017, republicar as tarifas de energia das distribuidoras, com o objetivo de excluir da cobertura tarifária relativa ao Encargo de Energia de Reserva (EER) os custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no ano de 2016. Conforme divulgado pela ANEEL na Nota Técnica nº 68 de 24 de março de 2017, a cobertura tarifária relativa aos custos correspondentes à contratação da usina de Angra III no Reajuste Tarifário da AES Eletropaulo no ano de 2016 foi de R\$ 190,0 milhões.

Isto ocorreu, pois, a energia proveniente da referida usina não chegou a ser utilizada, já que não entrou em operação em 2016. Dessa forma, a ANEEL decidiu pelo ajuste das tarifas de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

O procedimento de devolução foi implementado em duas etapas. Na primeira etapa, válida para o consumo de energia elétrica no mês de abril de 2017, além da exclusão da tarifa dos custos de Angra III no mês, haverá também a reversão do montante de custos da usina de Angra III incluídos nas tarifas vigentes desde o processo tarifário anterior, atualizado pela SELIC. A segunda etapa, válida de 1º de maio de 2017 até o reajuste tarifário de 2017, apenas foi excluído da tarifa do mês os custos da usina de Angra III.

Cabe destacar que o Encargo de Energia de Reserva compõe a Parcela A da tarifa das distribuidoras, a qual inclui os custos não gerenciáveis. Portanto, a maior cobertura tarifária desde o Reajuste Tarifário de 2016

até abril de 2017 estava provisionada como um Passivo Regulatório, e seria revertida para a modicidade do Reajuste Tarifário de 2017.

Com a devolução da maior cobertura tarifária antecipada do Reajuste Tarifário de 2017 para abril de 2017, a Companhia teve em contrapartida a redução do Passivo Regulatório provisionado, não gerando, portanto, nenhum efeito no seu resultado.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Gerência de Relações com Investidores		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aeseletropaulo@aes.com		
Gerente de RI		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI		
Daniel Spencer Pioner	daniel.spencer@aes.com	(11) 2195-2799
Gabriela de Oliveira Antunes	gabriela.antunes@aes.com	(11) 2195-6224
João Pedro Paschoal	joao.paschoal@aes.com	(11) 2195-7221
Luiza Chaves Gabriel	luiza.chaves@aes.com	(11) 2195-7707

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Residencial	4.027,2	4.035,0	-0,2%	8.044,6	7.958,2	1,1%
Comercial	2.646,5	3.117,5	-15,1%	5.552,6	6.262,2	-11,3%
Industrial	845,5	1.089,9	-22,4%	1.677,2	2.127,0	-21,1%
Demais	681,0	704,4	-3,3%	1.351,9	1.393,7	-3,0%
Total Consumo Faturado	8.200,1	8.946,9	-8,3%	16.626,4	17.741,1	-6,3%
Consumo Próprio	9,3	9,3	0,3%	18,7	18,6	0,6%
Total	8.209,4	8.956,1	-8,3%	16.645,1	17.759,7	-6,3%

Faturamento - R\$ Milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Residencial	1.736,6	1.891,5	-8,2%	3.467,2	3.824,1	-9,3%
Comercial	1.106,8	1.385,7	-20,1%	2.308,3	2.892,4	-20,2%
Industrial	337,7	464,5	-27,3%	666,6	939,0	-29,0%
Demais	231,2	259,0	-10,7%	456,9	532,1	-14,1%
Total	3.412,3	4.000,8	-14,7%	6.899,1	8.187,6	-15,7%

Receita Operacional - R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Residencial	2.103,2	2.384,3	-11,8%	4.276,3	4.681,6	-8,7%
Comercial	1.292,7	1.681,0	-23,1%	2.757,6	3.411,3	-19,2%
Industrial	393,8	563,9	-30,2%	795,9	1.106,4	-28,1%
Rural	1,1	1,1	-7,4%	2,2	2,3	-4,8%
Poder Público	134,9	160,7	-16,0%	273,8	314,0	-12,8%
Iluminação Pública	59,2	66,9	-11,5%	118,6	133,3	-11,0%
Serviço Público	57,0	68,8	-17,2%	116,6	139,4	-16,4%
Bandeira Tarifária	193,4	26,6	625,8%	217,5	336,4	-35,3%
Remuneração do ativo financeiro	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Total de Fornecimento	4.235,2	4.953,3	-14,5%	8.558,3	10.124,7	-15,5%
Energia no Curto Prazo	27,8	148,7	-81,3%	89,4	224,8	-60,2%
Não Faturado	(128,8)	(116,8)	10,3%	(61,0)	(62,0)	-1,7%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(21,1)	37,0	-157,1%	31,6	33,9	-6,8%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	260,3	245,4	6,1%	510,5	480,1	6,3%
Subvenção recursos CDE	75,5	63,2	19,4%	152,1	122,8	23,9%
Receita de construção	238,7	180,1	32,6%	458,8	322,0	42,5%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	272,2	(571,7)	-147,6%	56,7	(989,7)	-105,7%
Atualização do ativo financeiro da concessão	13,2	35,8	-63,1%	31,8	92,2	-65,5%
Ressarcimento - Ônus de acordos bilaterais (**)	77,7	-	0,0%	77,7	-	0,0%
Outros	29,9	35,0	-14,8%	79,9	70,7	13,1%
Total Outros	845,3	56,7	1391,7%	1.427,5	294,6	384,5%
Total Receita Bruta	5.080,4	5.010,0	1,4%	9.985,8	10.419,4	-4,2%
Dedução do Resultado Bruto	(2.089,9)	(2.209,6)	-5,4%	(4.119,5)	(4.738,7)	-13,1%
ICMS	(866,3)	(997,0)	-13,1%	(1.743,3)	(2.023,1)	-13,8%
Residencial	(460,1)	(504,9)	-8,9%	(916,8)	(1.008,6)	-9,1%
Comercial	(265,9)	(320,3)	-17,0%	(552,7)	(668,2)	-17,3%
Industrial	(99,4)	(126,0)	-21,1%	(193,2)	(252,5)	-23,5%
Rural	(0,0)	(0,0)	16,1%	(0,1)	(0,1)	8,8%
Poder Público	(15,3)	(17,6)	-13,3%	(30,5)	(35,5)	-14,2%
Iluminação Pública	(11,4)	(12,0)	-5,2%	(22,2)	(25,1)	-11,4%
Serviço Público	(14,1)	(16,1)	-12,0%	(27,8)	(33,2)	-16,0%
Encargos do Consumidor	(758,9)	(719,6)	5,5%	(1.451,0)	(1.724,9)	-15,9%
PROINFA	(23,2)	(11,4)	103,8%	(46,2)	(22,0)	109,7%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(26,4)	(25,5)	3,3%	(52,3)	(50,9)	2,8%
CCC	-	-	0,0%	-	-	0,0%
CDE	(549,3)	(682,7)	-19,5%	(1.134,8)	(1.384,6)	-18,0%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(160,1)	(0,1)	197543,2%	(217,8)	(267,5)	-18,6%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(460,9)	(489,4)	-5,8%	(917,6)	(983,5)	-6,7%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(3,8)	(3,6)	5,7%	(7,6)	(7,2)	5,7%
Receita Líquida	2.990,5	2.800,4	6,8%	5.866,3	5.680,7	3,3%

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Receita Bruta	5.080,4	5.010,0	1,4%	9.985,8	10.419,4	-4,2%
Dedução à Receita Operacional	(2.089,9)	(2.209,6)	-5,4%	(4.119,5)	(4.738,7)	-13,1%
Receita Líquida	2.990,5	2.800,4	6,8%	5.866,4	5.680,7	3,3%
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>2.751,8</i>	<i>2.620,3</i>	<i>5,0%</i>	<i>5.407,6</i>	<i>5.358,7</i>	<i>0,9%</i>
Custos e Despesas Operacionais	(2.858,6)	(2.729,7)	4,7%	(5.625,9)	(5.544,7)	1,5%
Parcela A	(1.905,7)	(1.798,9)	5,9%	(3.689,5)	(3.767,5)	-2,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.714,2)	(1.582,4)	8,3%	(3.304,7)	(3.177,2)	4,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(191,5)	(216,5)	-11,5%	(384,8)	(590,3)	-34,8%
Despesas Operacionais	(953,0)	(930,9)	2,4%	(1.936,4)	(1.777,2)	9,0%
Pessoal	(208,3)	(195,6)	6,5%	(411,1)	(378,7)	8,5%
Entidade de Previdência Privada	(98,0)	(80,5)	21,8%	(196,1)	(159,6)	22,8%
Serviços de Terceiros	(138,0)	(148,7)	-7,2%	(281,1)	(281,7)	-0,2%
Materiais	(16,6)	(21,2)	-21,7%	(33,4)	(40,4)	-17,4%
PCLD	(45,7)	(92,0)	-50,4%	(103,7)	(157,3)	-34,1%
(Provisão) Reversão para contingências	(6,2)	(23,8)	-73,8%	(24,6)	(25,5)	-3,5%
Outros custos	(71,1)	(68,8)	3,2%	(169,8)	(176,1)	-3,6%
Custo de construção	(238,7)	(180,1)	32,6%	(458,8)	(322,0)	42,5%
Depreciação e Amortização	(130,3)	(120,1)	8,5%	(257,9)	(235,8)	9,4%
EBITDA	262,2	190,7	37,5%	498,3	371,8	34,0%
Desp. Passivo - FCESP	98,0	80,5	21,8%	196,1	159,6	22,8%
Ativo possivelmente inexistente	-	(43,2)	-100,0%	-	(86,3)	-100,0%
EBITDA Ajustado	360,2	228,0	58,0%	694,4	445,1	56,0%
Receita Financeira	77,5	102,9	-24,7%	158,3	230,0	-31,2%
Despesa Financeira	(146,2)	(182,9)	-20,0%	(313,7)	(346,7)	-9,5%
Var. Cambial / Monetária Líquida	(10,6)	21,9	-148,2%	(6,8)	41,5	-116,4%
Resultado Financeiro	(79,3)	(58,0)	36,6%	(162,2)	(75,2)	115,6%
Resultado antes da Tributação	52,6	12,6	317,5%	78,3	60,7	28,8%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(21,2)	(9,2)	131,3%	(34,2)	(26,7)	28,2%
Lucro (Prejuízo) Líquido	31,4	3,5	811,2%	44,0	34,1	29,3%

Balanço Patrimonial	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Ativo Total	13.647,8	13.078,0	4,4%	13.647,8	13.078,0	4,4%
Ativo Circulante	3.518,2	4.290,2	-18,0%	3.518,2	4.290,2	-18,0%
Caixa e equivalentes de caixa	199,5	138,5	44,1%	199,5	138,5	44,1%
Investimentos de curto prazo	732,4	1.200,4	-39,0%	732,4	1.200,4	-39,0%
Consumidores, concessionárias e permissionária	2.064,0	2.157,1	-4,3%	2.064,0	2.157,1	-4,3%
Imposto de renda e contribuição social compens	23,4	25,5	-8,4%	23,4	25,5	-8,4%
Outros tributos compensáveis	61,8	77,1	-19,9%	61,8	77,1	-19,9%
Devedores diversos	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Contas a receber - acordos	86,1	111,7	-22,9%	86,1	111,7	-22,9%
Outros créditos	279,4	237,0	17,9%	279,4	237,0	17,9%
Almojarifado	31,5	87,8	-64,1%	31,5	87,8	-64,1%
Despesas pagas antecipadamente	40,2	37,9	6,2%	40,2	37,9	6,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	217,3	-100,0%	-	217,3	-100,0%
Ativo Não Circulante	10.129,6	8.787,9	15,3%	10.129,6	8.787,9	15,3%
Consumidores, concessionárias e permissionária	26,4	27,5	-3,9%	26,4	27,5	-3,9%
Outros tributos compensáveis	55,7	39,3	41,9%	55,7	39,3	41,9%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.525,9	784,9	94,4%	1.525,9	784,9	94,4%
Cauções e depósitos vinculados	524,6	476,9	10,0%	524,6	476,9	10,0%
Contas a receber - acordos	7,2	7,7	-6,6%	7,2	7,7	-6,6%
Outros créditos	99,7	65,9	51,2%	99,7	65,9	51,2%
Ativo financeiro da concessão	2.571,6	2.180,3	18,0%	2.571,6	2.180,3	18,0%
Ativo financeiro setorial, líquido	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Investimento	13,1	13,1	-0,4%	13,1	13,1	-0,4%
Imobilizado, líquido	69,7	47,0	48,2%	69,7	47,0	48,2%
Intangível	5.235,6	5.145,2	1,8%	5.235,6	5.145,2	1,8%

Balanco Patrimonial	2T17	2T16	Var (%)	1S17	1S16	Var (%)
Passivo Total	10.908,6	10.910,9	0,0%	10.908,6	10.910,9	0,0%
Passivo Circulante	3.757,6	3.618,2	3,9%	3.757,6	3.618,2	3,9%
Fornecedores	1.521,5	1.248,2	21,9%	1.521,5	1.248,2	21,9%
Empréstimos e financiamentos	250,4	93,6	167,7%	250,4	93,6	167,7%
Debêntures	340,0	766,8	-55,7%	340,0	766,8	-55,7%
Arrendamento financeiro	27,7	18,3	51,1%	27,7	18,3	51,1%
Subvenções governamentais	3,7	4,1	-8,1%	3,7	4,1	-8,1%
IRCS a pagar	2,7	2,6	3,5%	2,7	2,6	3,5%
Outros tributos a pagar	445,0	570,3	-22,0%	445,0	570,3	-22,0%
Dividendos e JSCP a pagar	23,1	42,7	-46,0%	23,1	42,7	-46,0%
Obrigações estimadas	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	128,8	124,2	3,7%	128,8	124,2	3,7%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	312,8	311,5	0,4%	312,8	311,5	0,4%
Provisão para processos judiciais e outros	176,2	186,8	-5,7%	176,2	186,8	-5,7%
Outras obrigações	224,1	249,2	-10,1%	224,1	249,2	-10,1%
Passivo financeiro setorial	301,6	-	0,0%	301,6	-	0,0%
Passivo Não Circulante	7.150,9	7.292,7	-1,9%	7.150,9	7.292,7	-1,9%
Empréstimos e financiamentos	604,7	612,5	-1,3%	604,7	612,5	-1,3%
Debêntures	2.031,6	2.167,0	-6,2%	2.031,6	2.167,0	-6,2%
Arrendamento financeiro	51,6	32,7	57,6%	51,6	32,7	57,6%
Subvenções governamentais	10,2	13,9	-26,8%	10,2	13,9	-26,8%
Obrigações com entidade de previdência privada	3.746,0	3.662,2	2,3%	3.746,0	3.662,2	2,3%
Provisão para processos judiciais e outros	372,7	337,3	10,5%	372,7	337,3	10,5%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	59,4	37,6	57,8%	59,4	37,6	57,8%
Obrigações estimadas	1,1	0,5	119,3%	1,1	0,5	119,3%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	7,6	7,5	1,1%	7,6	7,5	1,1%
Passivo financeiro setorial	200,0	355,4	-43,7%	200,0	355,4	-43,7%
Patrimônio Líquido	2.739,2	2.167,1	26,4%	2.739,2	2.167,1	26,4%
Capital social	1.323,5	1.257,6	5,2%	1.323,5	1.257,6	5,2%
Reserva de capital	692,8	21,1	3184,5%	692,8	21,1	3184,5%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação	(615,7)	(434,1)	41,8%	(615,7)	(434,1)	41,8%
Aumento de capital proposto	-	-	-	-	-	-
Reserva de lucros:	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Reserva legal	249,0	244,3	1,9%	249,0	244,3	1,9%
Reserva estatutária	1.008,6	1.007,0	0,2%	1.008,6	1.007,0	0,2%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	80,9	71,2	13,6%	80,9	71,2	13,6%

GLOSSÁRIO

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Alta tensão - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

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, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Baixa Tensão - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

CAT - Coordenadoria da Administração Tributária. Área pertencente à Secretaria da Fazenda do Governo do Estado de São Paulo.

CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

CCC - Conta de Consumo de Combustível. É um fundo cobrado de todos os clientes e embutido na tarifa de energia elétrica. Seus recursos são destinados à geração termelétrica do sistema isolado (Região Norte), cuja fonte de calor é o óleo diesel ou outros derivados do petróleo. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica é determinada com base num planejamento feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

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")

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.

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

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

CMO - Custo marginal de operação.

Clientes Livres - São clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução ANEEL 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/

comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Tem como objetivo o estudo, o preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza.

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.

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Encargo decorrente da contratação de redes de distribuição de outras concessionárias para levar energia elétrica a clientes dispostos em regiões cujo acesso se faz por meio da passagem por áreas de concessão alheias à da AES Eletropaulo, dependendo da disposição geográfica da rede.

CUST - Contrato do uso do Sistema de Transmissão, a ser assinado pela Unidade Suprida com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contratação do acesso aos sistemas de transmissão não vinculados aos Contratos Iniciais.

CVU - Custo de valor unitário.

CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas, em média, que um cliente fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Indica quanto tempo a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - Duração máxima de Interrupção. Tempo máximo de interrupção no fornecimento de energia elétrica em uma Unidade Consumidora.

DICRI - Duração da Interrupção individual ocorrida em dia Crítico. Indica o tempo em que a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz, no dia em que a quantidade de ocorrências é muito alta.

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

Energia Reativa - corresponde à energia armazenada nos enrolamentos de motores ou transformadores, sob a forma de energia magnética, produzindo um campo magnético que origina o fluxo magnético necessário ao funcionamento da máquina.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

ESS - Encargos de Serviços do Sistema - Valores monetários destinados à recuperação dos custos não cobertos pelo Preço do MAE, incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional para atendimento ao consumo.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

FIC - Frequência de Interrupções Individuais. Indica a frequência com que a falta de luz ocorre.

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

Giga Watt (GWh) - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

IASC - Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor. É o resultado da pesquisa entre clientes residenciais que a Agência realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no país.

Ibovespa - O objetivo do Ibovespa é ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro.

IEE - o Índice de Energia Elétrica (IEE) foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de 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 B3 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.

LTA - Linhas de Transmissão Aérea.

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Possibilitará que distribuidoras sobrecontratadas negociem reduções contratuais com geradoras para o período de julho a dezembro de 2016, além de equilibrar as trocas com a realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras.

Média Tensão - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kV.

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.

ONS (Operador Nacional de Sistemas Elétricos) - 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.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças. É utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

PMSP - Prefeitura Municipal de São Paulo.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

RGR - Reserva Global de Reversão, destinada à reversão, encampação e concessão de empréstimos às concessionárias para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Instituída pela Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, deveria terminar em 2002, mas foi prorrogada até o ano de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002. É fixada em até 2,5% da quota anual de reversão que incidirá sobre os investimentos das concessionárias e permissionárias, observado o limite de 3% da receita anual.

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária. Aumento tarifário, temporário, autorizado pelo art. 4º da Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº. 10.438, de 2002.

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

SWAP - Operações que tem por finalidade reduzir a exposição à volatilidade da taxa de câmbio incidente sobre empréstimos e financiamentos denominados em dólar.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica pago para a ANEEL.

TMA - Tempo Médio de Atendimento. Indicador destinado a medir o tempo médio entre uma reclamação de interrupção de energia elétrica e seu restabelecimento, no período de apuração considerado.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Estabelecida pela ANEEL e reajustada anualmente.

VPA - Custos não-gerenciáveis.

VPB - Custos gerenciáveis.

LIMITAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Eletropaulo, 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.aeseletropaulo.com.br

ri.aeseletropaulo@aes.com

(11) 2195-7048

