

## EBITDA reportado de R\$ 181,0 milhões no primeiro trimestre de 2016 reflete retração do consumo e efeito negativo da sobrecontratação de energia elétrica

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Ainda refletindo os desafios macroeconômicos que o País enfrenta desde 2015, o primeiro trimestre de 2016 apresentou uma redução no consumo total na ordem de 5,5% frente ao mesmo período do ano anterior. Cabe lembrar que no ano passado ocorreram uma sequência de aumentos tarifários importantes para o setor que permitiram transparecer ao consumidor final o custo da Parcela A, e reestabelecer o realismo tarifário. No entanto, apesar de necessários, esses aumentos contribuíram para intensificar a retração do mercado faturado. Dado que a Companhia planeja e contrata a sua energia com antecedência de até 5 anos, e o modelo energético do setor não previa uma redução de consumo na magnitude dos valores observados nos últimos 12 meses, apresentamos hoje um excedente de energia considerável. O impacto financeiro de variações dos custos da Parcela A, por regulação, são cobertas pelo mecanismo de compensação - CVA, no entanto, o limite dessa cobertura também não previa essa retração do mercado e hoje, não cobre integralmente a exposição de sobrecontratação de energia, limitando-se a 105% da energia contratada. Considerando uma retração do mercado até o fim do ano na ordem de 4%, nossa expectativa é de atingirmos um nível de contratação em torno de 116% neste ano deixando-nos expostos em mais de 10 pontos percentuais, aos limites regulatórios.

Assim, a retração de mercado, migração de clientes e obrigatoriedade de reposição de 96% dos contratos encerrados em 2015 são os principais fatores que explicam essa sobrecontratação. De toda forma, continuamos a trabalhar com a Aneel, o Ministério de Minas e Energia e Associações, em busca de uma solução que enderece a sobrecontratação e reestabeleça o equilíbrio do setor.

Nesse trimestre, a receita bruta da AES Eletropaulo atingiu R\$ 5,4 bilhões e a receita líquida R\$ 2,9 bilhões. Diferente do observado no ano passado, após a redução do encargo da CDE e da tarifa de Itaipu em janeiro, o saldo de ativos e passivos regulatórios vem reduzindo significativamente. Fechamos o ano passado com uma CVA "a receber" de R\$ 1,3 bilhão e em 31 de março de 2016, o saldo fechou em R\$ 575 milhões, uma redução de mais de R\$ 765 milhões.

Os custos operacionais apresentaram um aumento de 15% para R\$ 589 milhões. Conforme anunciamos no ano passado, identificaram-se inconsistências nos indicadores de qualidade DEC e FEC e, visando trazer esses indicadores para os patamares regulatórios, intensificaram-se ações como podas e manutenções da rede, que explicam o aumento dos custos operacionais no período. Adicionalmente, nesse trimestre apresentamos um aumento do número de consumidores inadimplentes que, combinado ao maior ticket médio das faturas, resultou em um aumento da PCLD. Continuamos com o nosso plano de cobrança e em busca de novas ações visando contornar o aumento da inadimplência em períodos futuros.

No 1T16, a companhia atingiu uma dívida líquida de R\$ 3,9 bilhões, 11% maior que no mesmo período de 2015, mas 13% inferior ao fechamento de 2015. Essa redução permitiu com que o nível de alavancagem reduzisse de 3,47x em 31/12 para 3,10x em março. Apesar da redução importante do indicador, a companhia visa evitar passar do limite de 3,5x estabelecido nos contratos de dívidas - covenants.

## RESULTADOS

# 1T16

### Teleconferência de resultados

09.05.2016

10h00 (BR) e 09h00 (EST)

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](http://ri.aeseletropaulo.com.br)

### Índice

DESTAQUE	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	13
ENDIVIDAMENTO	20
INVESTIMENTOS	21
FLUXO DE CAIXA	23
MERCADO DE CAPITAIS	24
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	25
GOVERNANÇA CORPORATIVA	26
OUTROS EVENTOS	29
ANEXOS	33

R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Receita Líquida	3.184,6	2.880,3	-9,6%
Despesas Operacionais <sup>1</sup>	(2.886,5)	(2.699,3)	-6,5%
EBITDA ajustado <sup>2</sup>	384,0	217,0	-43,5%
Margem EBITDA Ajustado	12,1%	7,5%	-4,5 p.p.
EBITDA	298,1	181,0	-39,3%
Margem EBITDA	9,4%	6,3%	-3,0 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado <sup>3</sup>	51,1	2,1	-95,9%
Lucro (Prejuízo) Líquido	46,8	30,6	-34,6%
Patrimônio Líquido (PL)	2.614,9	2.822,2	7,9%
Investimentos (Capex)	118,0	143,1	21,3%

1- Não inclui depreciação; 2 - Ajust. por FCP e ativo possivelmente inexistente; 3 - Ajustado por ativo possivelmente inexistente.

Indicadores	1T15	1T16	Var (%)
Dívida Líquida <sup>4</sup> (R\$ milhões)	3.501,2	3.884,9	11,0%
Dívida Líquida <sup>4</sup> / PL (vezes)	1,3	1,4	2,8%
Dívida Líquida <sup>4</sup> / EBITDA Ajustado <sup>5</sup> (vezes)	2,7	3,1	16,2%
EBITDA Ajustado <sup>4</sup> / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	3,6	2,3	-37,3%
Dados Operacionais	1T15	1T16	Var (%)
Mercado Total (GWh)	11.384,3	10.720,3	-5,8%
Tarifa Média (R\$/GWh) <sup>6</sup>	204,34	155,66	-23,8%
Funcionários	6.222	7.293	17,2%
Unidades Consumidoras / Funcionários	3.265	2.870	-12,1%

4- Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada; 5- 12 meses; 6- Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 7,98 (06/05/2016)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.335 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 381 milhões

São Paulo, 06 de maio de 2016 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2016 ("1T16"). 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.

## DESTAQUES 1T16

### Operacional

- ↓ Perdas totais de 9,6% no 1T16, aumento de 0,26 p.p. em relação ao 1T15
- ↓ Índice FEC estimado apresentou elevação de 28%, para 6,77x no 1T16, em relação ao 1T15 (5,27x); DEC estimado de 20,72 horas no 1T16, aumento de 20% em relação a 1T15 (17,24 horas)
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 143,1 milhões no 1T16 sendo R\$ 123,6 milhões de recursos próprios e R\$ 19,4 milhões de recursos de terceiros

### Financeiro

- ↑ Receita bruta reportada no trimestre foi de R\$ 5.409,4 milhões, alta de 8,0% em relação ano anterior, sendo R\$ 309,7 milhões das bandeiras tarifárias
- ↓ Receita Líquida de R\$ 2.889,3 milhões no 1T16, redução de 9,6% em relação aos R\$ 3.184,6 milhões do 1T15
- ↓ PMSO reportado de R\$ 588,7 milhões no 1T16, um aumento de 15,6% em relação ao 1T15, devido principalmente ao aumento de ações de combate a inadimplência e despesas relacionadas à recuperação dos indicadores de qualidade
- ↓ Ebitda reportado de R\$ 181,0 milhões no 1T16 vs. um Ebitda de R\$ 298,1 milhões no 1T15
  - Ebitda ajustado<sup>1</sup> de R\$ 217,0 milhões no 1T16 vs. R\$ 384,0 milhões no 1T15
- ↓ O Lucro líquido reportado no 1T16 de R\$ 30,6 milhões, ante lucro líquido de R\$ 46,8 milhões no 1T15
  - Lucro líquido ajustado<sup>1</sup> de R\$ 2,1 milhões no trimestre contra R\$ 51,1 milhões no 1T15

### Regulatório

- ↓ A melhora do cenário hidrológico e redução do despacho térmico resultou na redução das Bandeiras Tarifárias ao longo do primeiro trimestre de 2016. O ano iniciou com a Bandeira Tarifária Vermelha Patamar 2 à um custo de R\$ 45/MWh mas no mês de fevereiro a Bandeira Tarifária reduziu para Vermelha Patamar 1 (R\$ 30/MWh) e de março para a Amarela (R\$ 15/MWh)
- ↓ Em função da retração do mercado desde o 2015, migração de clientes e obrigatoriedade de limite de reposição de energia em leilões de 96%, o nível de contratação da AES Eletropaulo no 1T16 alcançou 105,9% estando acima do limite regulatório coberto pelos ativos e passivos regulatórios de 105%

### Socioambiental

- ↑ Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 12,5 mil famílias no 1T16 vs. 14,6 mil famílias no 1T16, totalizando 726 mil regularizações desde a implementação do programa em 2004
- ↑ Fatalidades ocorridas com população registrada no 1T16 de 4 pessoas, número menor ao de 6 fatalidades no 1T15
- ↑ O projeto Recicle Mais, Pague Menos teve um aumento de 2.073 novos clientes no 1T16, alcançou cerca de 34 mil cadastros acumulados até o momento. Este é um aumento de aproximadamente 18,1% em relação ao 1T15 (28.791)
  - Desconto total concedido aos clientes apresentou um incremento de 82,1% em relação ao 1T15 (R\$ 51 mil no 1T16 vs R\$ 28 mil ao 1T15)

<sup>1</sup> Ebitda ajustado por fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

## CONTEXTO SETORIAL

### DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A AES Eletropaulo é uma concessionária de serviços públicos 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 de seu contrato de concessão, o qual foi celebrado com a Aneel em 15 de junho de 1998, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

As tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela Aneel. O contrato de concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Os valores das tarifas são reajustados anualmente pela Aneel por meio dos reajustes tarifários, revistos periodicamente por meio da revisão tarifária a cada quatro anos, e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário, mediante solicitações específicas em caso de 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).

Os custos da Parcela A incluem, 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, a oscilação, positiva ou negativa, dos preços dos itens da Parcela A definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária passaram a impactar o resultado da Eletropaulo e somente eram reconhecidas nas tarifas de energia elétrica e repassadas aos consumidores no próximo evento tarifário.

No entanto, a partir de Dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos, 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, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - além da 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.

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, determinada por ocasião das revisões tarifárias, os custos de depreciação regulatória e custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O reajuste tarifário anual da AES Eletropaulo é efetuado de acordo com a forma estipulada em seu contrato de concessão. Nos termos das regras atuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados e o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora além de determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi calculado com base no componente de produtividade - XPd e de trajetória de custos operacionais - XT. O componente de qualidade - XQ será estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários.

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

### EVENTOS TARIFÁRIOS APLICADOS









O ano de 2015 foi marcado por dois eventos tarifários extraordinários publicados pela Aneel com o objetivo de estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e precificar de forma correta a geração de energia garantindo a segurança energética e o realismo tarifário: uma Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE") em março e a implementação das Bandeiras Tarifárias em janeiro, que sofreu uma revisão da metodologia em março e novamente em agosto.

Com o reajuste tarifário extraordinário a Aneel cobriu os itens de Parcela A: (i) reajuste CDE; (ii) aumento de custos e variação cambial de Itaipú; (iii) alteração do preço médio de compra de energia em razão de montantes de contratos não considerados nos últimos reajustes, decorrentes dos leilões A-0, A-1 de 2014, do leilão de ajuste de 2015 e ingresso de novas cotas de energia hidrelétrica.

Os demais custos que não foram cobertos pela RTE foram endereçados para a Bandeira Tarifária. Assim, nos meses de janeiro e fevereiro de 2015, os valores adicionados à tarifa de energia pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram de R\$ 15,00/MWh e R\$ 30,00/MWh, respectivamente. A partir de 2 de março de 2015, os valores adicionados passaram a ser de R\$ 25,00/MWh e de R\$ 55,00/MWh, respectivamente.

Em agosto de 2015 a Aneel aprovou em reunião extraordinária, a redução do valor da Bandeira Tarifária Vermelha de R\$ 55,00/MWh para R\$ 45,00/MWh, que vigorou de setembro a dezembro do ano passado. Esse ajuste é reflexo do desligamento de 21 usinas térmicas com custo variável (CVU) maior do que R\$ 600/MWh, que barateia o custo de aquisição de energia, e na expectativa de que usinas térmicas com CVU maiores que 600/MWh não voltem a ser despachadas em 2015.

No dia 26 de janeiro de 2016, a ANEEL revisou os valores das Bandeiras Tarifária Vermelha e Amarela, que passaram a vigorar a partir do dia 1 de fevereiro de 2016. A Bandeira Tarifária Vermelha passará a ter dois patamares à depender do preço da geração térmica: (i) patamar 1 (R\$ 30,00/MWh): geração térmica de R\$ 422,56 até R\$ 610,00/MWh; (ii) patamar 2 (R\$ 45,00/MWh): geração térmica maior ou igual a R\$ 610,00/MWh. A Bandeira Tarifária Amarela passará a ser de R\$ 15,00/MWh.

Método vigente desde Mar/15			Método vigente de Set/15 a Dez/15			Método vigente a partir de Fev/16		
Bandeira	Variação	Tarifa	Bandeira	Variação	Tarifa	Bandeira	Variação	
Verde	 n/a	Sem custo	Verde	 n/a	Sem aumento	Verde	 n/a	
Amarelo	 CVU¹ última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh	Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh	Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$211/MWh	
	 CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)	Aumento de R\$55/MWh	Vermelho	 CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)	Aumento de R\$45/MWh	Vermelho (patamar 1)	 CVU última usina despachada: PLD entre R\$ 422,56 e R\$ 610/MWh	
						Vermelho (patamar 2)	 CVU última usina despachada > R\$610/MWh	

1 - Custo de Valor Unitário

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à 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 valores efetivamente realizados das variações relativas aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora.

Os valores a receber da Bandeira Tarifária, referente ao período de jan/15 a mar/15, já foram repassados pela Aneel via tarifa, no 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, sendo assim, os valores a receber/a pagar da Bandeira foram os constituídos a partir de abr/15.

### Bandeira Tarifárias AES Eletropaulo 1T16

Bandeiras Tarifárias (R\$ milhões)								
	jan/15	fev/15	mar/15	1T15	jan/16	fev/16	mar/16	1T16
Residencial	21,6	40,2	53,0	114,9	59,2	50,0	28,9	138,0
Comercial	15,1	32,8	43,1	91,1	45,8	40,3	24,4	110,5
Industrial	4,3	12,6	16,7	33,6	14,0	14,4	9,0	37,3
Demais	2,8	6,0	9,5	18,3	10,2	8,5	5,3	23,9
Consumo Próprio	0,0	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,3
<b>Total Arrecadado Bandeira Tarifária</b>	<b>43,8</b>	<b>91,7</b>	<b>122,5</b>	<b>258,1</b>	<b>129,3</b>	<b>113,2</b>	<b>67,6</b>	<b>310,1</b>
Bandeira Tarifária não faturada	-	-	65,5	65,5	2,9	(8,5)	(37,1)	(42,7)
<b>Total Contabilizado Bandeira Tarifária</b>	<b>43,8</b>	<b>91,7</b>	<b>188,0</b>	<b>323,6</b>	<b>132,2</b>	<b>104,7</b>	<b>30,5</b>	<b>267,4</b>
Necessidade de Cobertura	(80,9)	(92,9)	(136,2)	(310,0)	(78,2)	(8,5)	(118,2)	(205,0)
<b>Saldo à receber (repassar) - CCRBT</b>	<b>37,1</b>	<b>1,2</b>	<b>13,7</b>	<b>51,9</b>	<b>(51,1)</b>	<b>(104,7)</b>	<b>50,6</b>	<b>(105,1)</b>
Repasso efetivo à CCRBT	(21,8)	(37,7)	(29,9)	(89,3)	(0,0)	(0,1)	0,0	(0,1)
Custos Cobertos na Revisão Tarifária					-	-	-	-
<b>Custos Descobertos</b>	<b>(58,8)</b>	<b>(38,8)</b>	<b>(43,6)</b>	<b>(141,2)</b>	<b>51,0</b>	<b>104,6</b>	<b>(50,6)</b>	<b>105,0</b>

No 1T16 foram faturados R\$ 310,1 milhões de Bandeira Tarifária, enquanto que a necessidade de cobertura de custos que a empresa teve foi no montante de R\$ 205,0 milhões, gerando um valor excedente de R\$ 105,1 milhões a repassar para a CCRBT. Já no mesmo trimestre do ano anterior, a AES

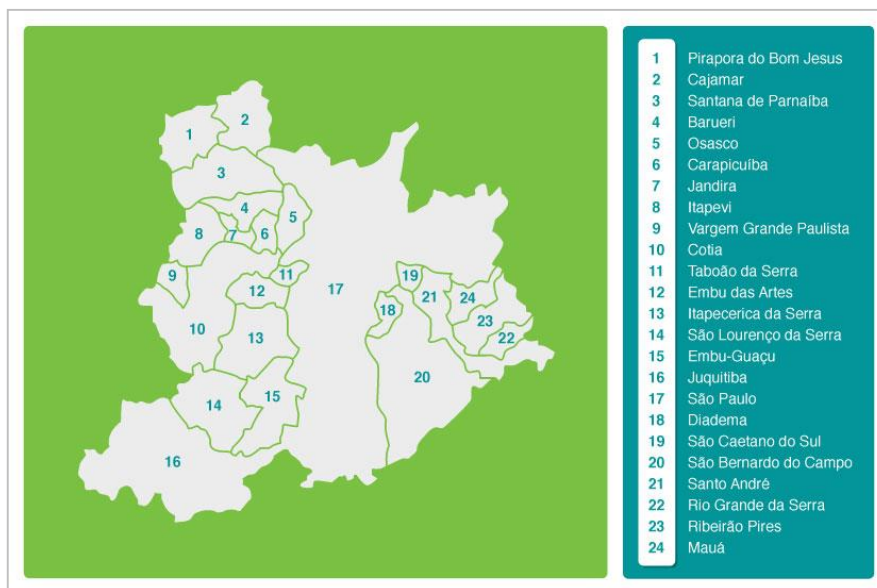


Eletropaulo arrecadou R\$ 258,1 milhões, gerando um valor a receber da CCRBT no valor de R\$ 51,9 milhões.

Com o início da bandeira tarifária amarela em março de 2016, a tendência no valor arrecadado pela bandeira tarifária tende a diminuir no mês de março (valor não disponibilizado até a divulgação do ITR) e nos posteriores meses.

## PERFIL

### Municípios da área de concessão da AES Eletropaulo



A AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida<sup>2</sup>. Está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a Capital: o principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão - de 4.526 km<sup>2</sup> - concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do País - 1.490 unidades consumidoras por km<sup>2</sup>, o que corresponde a 34,1% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,8% do total do Brasil<sup>3</sup>.

Para cumprir com excelência o desafio de atender mais de 20 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável para atender sempre melhor e mais rápido, está sempre atenta a ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto, e é 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 segue orientada pelo Planejamento Estratégico Sustentável 2015-2019 ("PES"), que define como direcionadores estratégicos da Companhia a Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento.

## SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No novo Planejamento Estratégico Sustentável do Grupo AES Brasil, um dos compromissos é garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente. A meta da AES Eletropaulo é atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente<sup>4</sup> em 2016.

<sup>2</sup> Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, de dezembro de 2014.

<sup>3</sup> Números referentes ao ano de 2014.

Meta	2013	2014	2015	1T15	1T16
Atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente em 2016*	76,4	79,6	76,1	73,4	74,8

\*O resultado anual considera a média das pesquisas realizadas no 1º e 3º trimestres.

Anualmente são realizadas duas pesquisas de satisfação com clientes de baixa tensão em parceria com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), uma no primeiro trimestre e a outra no terceiro trimestre. No primeiro trimestre de 2016, a AES Eletropaulo atingiu o índice de 74,8% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 1,4% superior em relação ao mesmo período do ano anterior. Os principais atributos com evolução positiva foram o Índice de Desempenho da Área (“IDAR”) Informação e Comunicação com + 12% e Atendimento com +4%, este último com destaque para “facilidade para entrar em contato” (+ 8,2 pts.) e “rapidez dos atendentes” (+ 3,7 pts.). Essa evolução foi reflexo de algumas ações implementadas ao longo de 2015, principalmente no último trimestre do ano. Abaixo estão destacadas algumas delas:

- JAAT (Jeito AES de Atender): continuidade e novas ações do programa Jeito AES de Atender, que tem como objetivo melhorar a experiência de atendimento dos clientes. Entre os destaques está a realização de pesquisas que medem a gestão da experiência do cliente, identificando oportunidades para melhorias nos principais processos.
- Aplicativo para Smartphone da AES Eletropaulo: desde dezembro de 2015, foi disponibilizado via aos consumidores o aplicativo para celular, visando facilitar a comunicação e relacionamento com a distribuidora. Nele, o próprio consumidor realiza o seu atendimento, além de conseguir acompanhar o seu consumo e solicitar os principais serviços, tais como o registro de falta de energia em sua instalação (ou no endereço onde estiver), obtenção de previsão para o restabelecimento da energia, adesão ao envio da fatura por e-mail, solicitação da 2ª via da fatura, ou ainda, a localização da loja da AES Eletropaulo mais próxima.
- Implantação da leitura e entrega simultânea - “on site billing”: essa ação foi concluída em fevereiro de 2016. Essa modalidade permite uma maior taxa de sucesso na entrega das faturas, pois como a maioria dos padrões de entrada de energia na AES Eletropaulo é interna aos imóveis, é necessária a liberação de acesso ao medidor.
- Ações para a melhoria do tempo de atendimento: por conta dos sucessivos reajustes tarifários promovidos pela ANEEL em 2015, houve um aumento significativo da demanda nos canais de relacionamento. Neste cenário, foram desenhadas estratégias, focadas principalmente na otimização do atendimento e na identificação de pontos de aprimoramento no relacionamento com o consumidor. Entre as principais ações implementadas, destacam-se: (i) disponibilização do serviço transferência de titularidade no website; (ii) treinamentos sobre temas que reúnem as principais dúvidas/solicitação do consumidor (bandeiras tarifárias, negociação de débitos, recadastramento da tarifa social, revisão tarifária extraordinária, entre outros); (iii) revisão do fluxo de consumidores nas lojas (estratégia para maior utilização do autoatendimento).

Para acompanhar o impacto das ações no nível de satisfação, a AES Eletropaulo realiza pesquisas mensais com os clientes, tendo como base a pesquisa da Abradee.

#### Aumento das tarifas

Para lidar com o impacto do aumento das tarifas ocorridos no primeiro semestre, a AES Eletropaulo tem realizado diversas ações de cobrança e esclarecimento de dúvidas focadas nas demandas e características de cada classe consumidora.

<sup>4</sup> Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, em pesquisa promovida pela ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

De janeiro a junho de 2015, a tarifa de energia para o cliente residencial (B1) aumentou 75%, em média. Entre as principais iniciativas para facilitar o pagamento da conta pelos clientes e, assim, mitigar o aumento de despesas operacionais decorrente do atraso nesse pagamento, destacam-se:

#### Feirões de Negociação

Os feirões de negociação são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. Além de colocarem suas contas "em dia", os clientes podem se tornar aptos à obtenção de crédito e à busca de empregos. No período de fevereiro a abril de 2016, a Companhia realizou 3 megafeirões, atendendo a cerca de 982 pessoas em lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Esta ação resultou em 542 acordos, totalizando R\$ 1,1 milhão em negociações.

Em 2016, a realização destes eventos representou um investimento pela Companhia de R\$ 170 mil o que resultou em R\$ 1,1 milhão de negociações até o momento. Em 2015 o valor no mesmo período foi de R\$ 996 mil.

O cliente também pode negociar condições para pagamento de suas faturas nos demais canais de atendimento da concessionária: telefone, internet e lojas presenciais.

#### 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, o cliente pode zerar a conta de energia elétrica do mês ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este programa tem se mostrado um importante alternativa para os clientes lidarem com o aumento nos valores das contas de energia elétrica, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência.

No 1T16 2.073 novos clientes se cadastraram, totalizando 34 mil acumulados desde o início do programa, frente a 28.791 clientes cadastrados até o 1T15. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 51 mil com a coleta de 348 toneladas de resíduos no trimestre, frente a R\$ 28 mil (422 toneladas) no 1T15. 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.

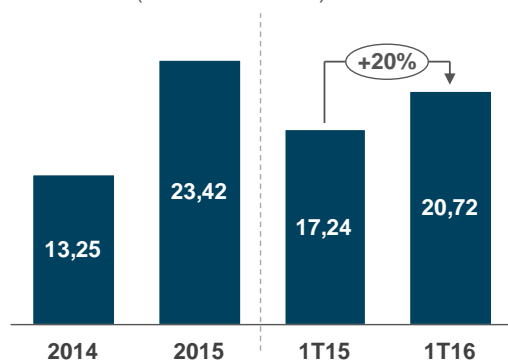
## **DESEMPENHO OPERACIONAL**

### **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.

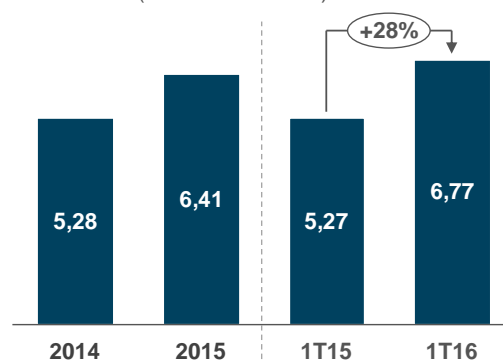
As transgressões dos limites de DEC e FEC são definidos pela Aneel para a distribuidora e são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, sendo que o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica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

DEC - horas (últimos 12 meses)



Referência Aneel – 2015: 8,06 horas / 2016: 8,01 horas

FEC - vezes (últimos 12 meses)



Referência Aneel - 2015: 5,95 vezes / 2016: 5,91 vezes

### DEC e FEC - (últimos 12 meses)<sup>5</sup>

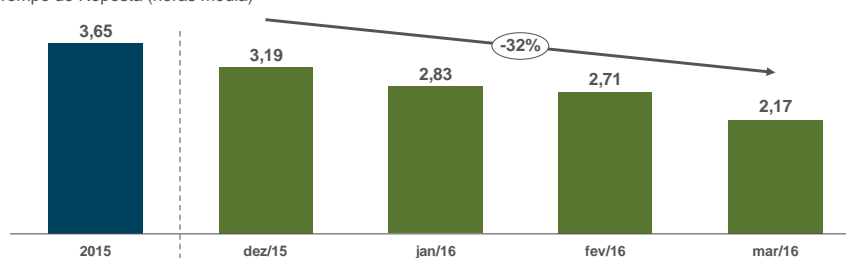
O índice FEC estimado do 1T16 foi de 6,77 vezes, um aumento de 28,5% em comparação ao indicador estimado do 1T15, que foi de 5,27 vezes. Esse aumento é explicado pelo aumento de execução de manutenção preventiva e poda de árvores programadas, pela maior severidade dos eventos climáticos impactado pelo efeito El Niño, notadamente no segundo semestre de 2015 e fevereiro de 2016, e menor nível de expurgo devido a mudança na regulação específica a partir de janeiro de 2016.

O indicador DEC estimado do 1T16 atingiu 20,72 horas, o que representa uma elevação de 20,2% em relação ao valor estimado do 1T15 de 17,24 horas, justificada pelas mesmas causas acima mencionadas.

Ao analisarmos o DEC do 1T16 (LTM) contra 2015 (LTM) podemos observar uma redução de 2,7 horas. Esta melhoria vem sendo obtida através da redução do Tempo de Resposta (“DM” - Duração Média das Interrupções), que é um indicador da eficácia do processo de restabelecimento de energia. Conforme podemos observar na ilustração abaixo, a redução continua da DM se dá em função das ações tomadas no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, principalmente:

- (i) Melhorias implementadas no processo de atendimento de emergência; e
- (ii) Contratação desde novembro de 2015 até março de 2016 de 220 turmas (660 eletricitas), 51 técnicos da central de operações e 15 supervisores de campo.

Tempo de Resposta (horas média)



No 3T15 e 4T15, com base nos dados e projeções disponíveis até o momento, a AES Eletropaulo registrou uma provisão no valor de R\$ 152,5 milhões. Ao longo do 1T16, a Companhia efetuou, por meio de desconto nas faturas, a devolução aos seus clientes no montante de R\$ 27,2 milhões do DIC/FIC/DMIC/DICRI. Adicionalmente, foi provisionado um adicional de R\$ 3,0 milhões da atualização monetária referente aos componentes Fator Xq e DIC/FIC/DMIC/DICRI. A distribuição do saldo das provisões, que representa a melhor estimativa da Companhia para quatro componentes até o momento, estão da seguinte forma: compensação aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI, no montante de R\$ 21,3 milhões;

<sup>5</sup> Valores de DEC e FEC preliminares, sujeitos a atualização após finalização do processo de reprocessamento dos indicadores



- (i) compensação aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI, no montante de R\$ 21,3 milhões;
- (ii) componente Xq do Fator X que indexa a tarifa, no montante de R\$ 58,1 milhões;
- (iii) possíveis penalidades a serem estabelecidas pelo órgão regulador que substituem quaisquer outras penalidades emitidas perante a companhia para o mesmo período em relação aos indicadores de qualidade, no montante de R\$ 35,0 milhões; e
- (iv) atualização monetária no montante de R\$ 14,0 milhões, dos quais R\$ 6,1 milhões é referente ao DIC/FIC/DMIC/DICRI e R\$ 7,9 milhões ao Fator Xq.

A variação do saldo das provisões ante o reportado no 4T15 se dá conforme a tabela abaixo:

Saldo da Provisão (R\$ milhões)	4T15	1T16	Variação
Fator Xq	58,1	58,1	-
DIC/FIC/DMIC/DICRI	48,4	21,3	(27,2)
Possíveis Penalidades	35,0	35,0	-
Atualização Monetária	11,0	14,0	3,0
<b>Total</b>	<b>152,5</b>	<b>128,4</b>	<b>(24,1)</b>

## CONSUMO

Consumo - GWh <sup>1</sup>	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	4.084,6	3.923,2	-4,0%
Comercial	3.318,2	3.144,6	-5,2%
Industrial	1.194,5	1.037,1	-13,2%
Demais	710,0	689,3	-2,9%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>9.307,3</b>	<b>8.794,2</b>	<b>-5,5%</b>
Clientes Livres	2.077,1	1.926,1	-7,3%
<b>Mercado Total</b>	<b>11.384,3</b>	<b>10.720,3</b>	<b>-5,8%</b>

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	4.084,6	3.923,2	-4,0%
Comercial	3.902,7	3.692,7	-5,4%
Industrial	2.340,6	2.075,3	-11,3%
Demais	1.056,4	1.029,1	-2,6%
<b>Total</b>	<b>11.384,3</b>	<b>10.720,3</b>	<b>-5,8%</b>

1- Não inclui Consumo Próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 1T16 com um volume de 10.720,3 GWh, uma redução de 5,8% em relação ao 1T15, com desempenho negativo em todas as classes. Esse desempenho é reflexo da continuidade da crise econômica e dos aumentos tarifários de 2015. Apesar da elevação da temperatura nos últimos dois meses do 1º trimestre, essa não foi suficiente para gerar variações positivas em relação ao ano passado. A maior queda de consumo no trimestre foi na classe industrial (-11,3%) que continua com desempenho negativo na produção. Já as classes residencial e comercial apresentaram queda de 4,0% e 5,4%, respectivamente, reflexo do desempenho negativo da atividade comercial no Estado de São Paulo e queda da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) associado aos aumentos da tarifa de energia. O 1T16 possuiu 0,4 dia a menos de faturamento (-14 GWh) e, excluindo-se esse impacto do mercado, a queda seria de 5,7% no período.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 82%, apresentou decréscimo de 5,5% em relação ao 1T15, totalizando 8.794,2 GWh no 1T16. Todas as classes apresentaram desempenhos negativos e, o mercado cativo foi negativamente influenciado por: (i) 0,3 dia a menos de faturamento; e (ii) migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre). Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo apresentaria queda de 5,3% em relação ao 1T15.

## Desempenho do mercado por classe de consumo

### **Residencial**

O consumo da classe residencial atingiu 3.923,2 GWh no 1T16, com queda de 4,0% em relação ao 1T15. A classe foi influenciada no 1T16 pelos seguintes fatores: (i) queda no consumo por consumidor de 214 KWh/mês para 201 KWh/mês no trimestre, ou seja, queda de 6,4%, apesar do incremento de 144 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 1T16; (ii) 0,1 dia a mais de faturamento (+6 GWh), que se desconsiderado, resultaria em queda de 4,1% na classe; (iii) queda do poder aquisitivo com o aumento da inflação e consequente queda da renda real na RMSP6, que caiu 6,2% no 1º bimestre\*; (iv) aumento de 2,8% na taxa de desemprego na RMSP no 1º bimestre; e (v) pelos aumento da tarifa de energia elétrica em 2015.

### **Comercial**

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa atingiu 3.144,6 GWh no 1T16, com queda de 5,2% na comparação com o 1T15. A classe foi influenciada no trimestre: (i) pelo desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo<sup>7</sup> nos meses de janeiro e fevereiro/16, que apresentou queda de 7,2%\*; (ii) impacto da migração de clientes ao ACL (-8,4 GWh); e (iii) por 0,5 dia a menos de faturamento (-14 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe apresentaria redução de 4,6% no período.

### **Industrial**

No 1T16, o consumo da classe industrial cativa reduziu 13,2% na comparação com o 1T15, totalizando 1.037,1 GWh. Esse desempenho é reflexo da queda na atividade industrial no Estado de São Paulo<sup>8</sup>, que caiu 14,2% no 1º bimestre do ano\*. Além do efeito da economia, o trimestre possuiu 0,5 dia a menos de faturamento (-3 GWh) e migração de cliente para o mercado livre (-2 GWh), que se descontados, resultariam na queda de 12,8% da classe.

### **Poderes Públicos e Outros (clientes rurais, iluminação pública, tração elétrica e água/esgoto)**

O consumo cativo das demais classes atingiu 689,3 GWh no 1T16, um decréscimo de 2,9% em relação ao 1T15, impactado por 0,5 dia a menos de faturamento no trimestre (-1 GWh). Esse resultado é devido as classes de poder público e iluminação pública que apresentaram queda de 4,8% e 3,1%, respectivamente no 1T16. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, a queda no consumo seria de 2,6% no trimestre.

### **Clientes Livres**

No 1T16, houve migração de 5 clientes ao ACL, totalizando 545 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres atingiu 1.926,1 GWh no 1T16, uma redução de 7,3% quando comparado ao 1T15 devido, principalmente, ao fraco desempenho da atividade econômica.

No período, 6 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma unidade retornou para o ACR e o efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 80 GWh no ACL. Contudo, 9 unidades foram desligadas (-22 GWh) no período, o que se descontados, resultariam na queda de 7,4% do mercado no trimestre.

---

<sup>6</sup> Pesquisa Mensal do Emprego (PME) da Região Metropolitana de São Paulo, divulgada pelo IBGE.

<sup>7</sup> Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

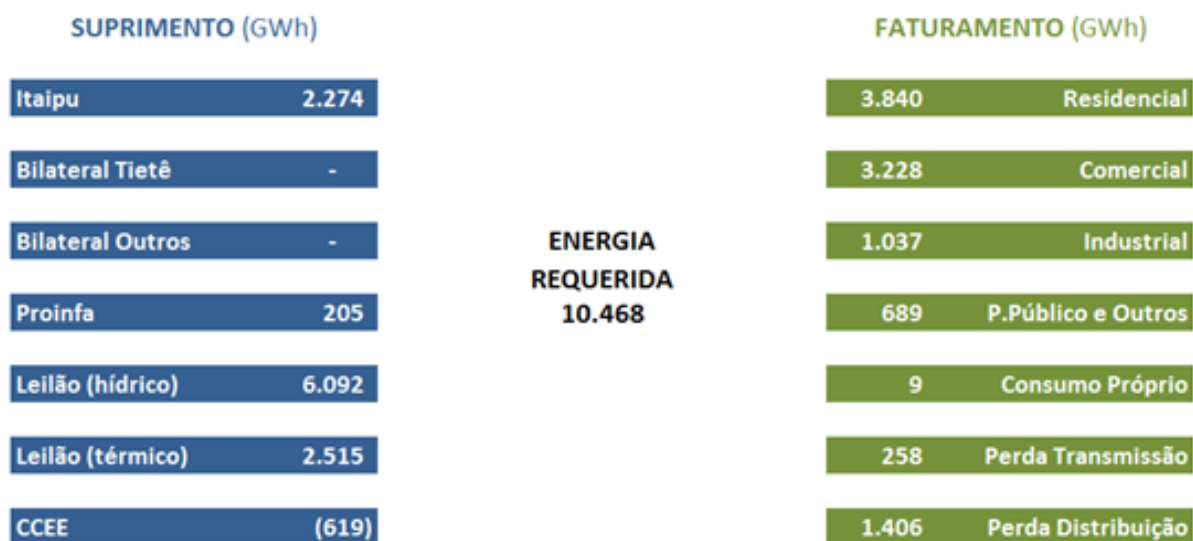
<sup>8</sup> Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

\* Informações de março/2016 não divulgadas até a divulgação dos resultados do 1T16

Clientes Livres	Período <sup>3</sup>	Número unidades	GWh Faturado	Período <sup>3</sup>	Número unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	4T15	542	1.959	1T15	548	2.077
Saída para Rede Básica	1T16	-	-	LTM <sup>4</sup>	-	-
Unidades desligadas	1T16	(2)	(7)	LTM <sup>4</sup>	(9)	(22)
Unidades novas	1T16	-	-	LTM <sup>4</sup>	-	-
Migração para ACL <sup>1</sup>	1T16	5	10	LTM <sup>4</sup>	6	80
Retorno para o ACR <sup>2</sup>	1T16	-	-	LTM <sup>4</sup>	-	-
<b>Total de unidades</b>	<b>1T16</b>	<b>545</b>	<b>1.926</b>	<b>1T16</b>	<b>545</b>	<b>1.926</b>

1 - ACL: Ambiente de Contratação Livre; 2 - ACR: Ambiente de Contratação Regulada; 3 - Último mês do período; 4 - LTM (Last Twelve Months - últimos doze meses)

## BALANÇO ENERGÉTICO DO 1T16

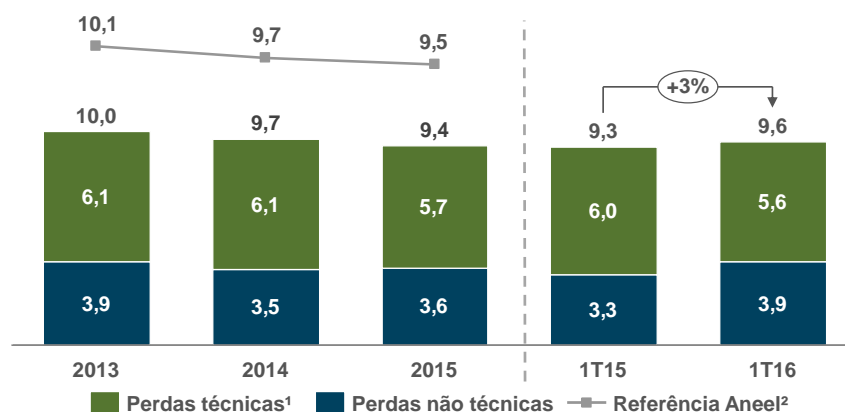


A AES Eletropaulo encerrou o 1T16 com um nível de contratação de energia equivalente a 105,9% da sua carga cativa. O superávit de 619 GWh de energia acumulado pela Companhia foi vendido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A previsão do nível de contratação médio da Companhia para o ano de 2016 é de 115,6%, considerando uma retração do mercado de aproximadamente 4,0% e migração de 62MW médios de clientes cativos para o mercado livre.

### Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2015/2016: 9,4%



1. Valores estimados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas do 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 com a 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 (48.213 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,55%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,61%) e não técnicas (3,94%). Em comparação ao 1T15, as perdas totais apresentaram um aumento de 0,26 p.p., decorrente dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico adverso, apesar da Companhia manter todo o esforço possível, visando combater o crescimento das perdas.

A AES Eletropaulo também tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 1T16, aproximadamente 450 mil famílias foram beneficiadas com este programa.

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:** tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de terceiros forjando a medição. No 1T16 foram realizadas 85,2 mil inspeções e identificadas 13,9 mil irregularidades, contra 63,8 mil inspeções e 8,5 mil irregularidades no 1T15. Este aumento de 33,5% nas inspeções deve-se a transferência de equipes de combate às perdas, no 1T15, para auxiliar nas atividades de emergência devido aos eventos climáticos adversos do período.
- (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 1T16, foram realizadas 94,6 mil visitas e 18,2 mil instalações foram recuperadas, ante 103,6 mil visitas e 10,4 mil instalações recuperadas no 1T15. Este aumento de 75,2% na quantidade de instalações recuperadas e redução na quantidade de visitas deve-se a uma revisão e melhoria no processo. A empresa vem atuando forte nesta iniciativa desde 2011, e intensificou esta ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando combater o crescimento das perdas na empresa.
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 1T16, foram regularizadas 12,5 mil ligações informais, contra 14,6 mil regularizações no 1T15. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 726 mil instalações já foram regularizadas.

No 1T16, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 65,4 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 154,7 GWh de energia, ante os 158,2 GWh adicionados no 1T15. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 16,4 milhões (41,6 GWh) em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 15,7 milhões (36,4 GWh) com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 5,6 milhões (12,9 GWh) com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 22,7 milhões (52,9 GWh) com outras iniciativas de combate a perdas comerciais; e
- (v) R\$ 5,0 milhões (10,9 GWh) com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

### Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12/12/2013, estabelece 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 a Tarifa Social, sendo que as distribuidoras deverão comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício.

Para minimizar tal impacto aos clientes, AES Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como elaboração de material específico e distribuição nos canais de atendimento em prefeituras e comunidades; realização de reuniões específicas sobre o tema para representantes dos 24 municípios da área de concessão, para líderes comunitários e PROCON; inclusão de matéria específica de capa no jornal

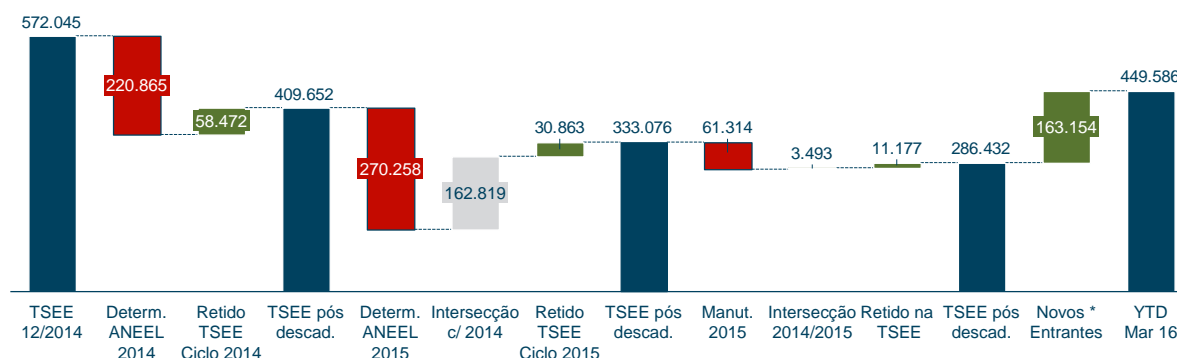
que é distribuído às comunidades; realização de treinamento para as equipes de atendimento, envio de correspondência específica a clientes com potencial de descadastramento; realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos clientes por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

O “Relatório de Descadastramento 2014”, definido pela ANEEL, estabelecia o descadastramento para aproximadamente 221 mil clientes nos meses de janeiro, março e maio de 2015. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo e iniciativa dos clientes em atualizar os dados no CadÚnico em março 2016, o número foi reduzido para aproximadamente 162 mil unidades consumidoras, sem o benefício da Tarifa Social, referente ao ciclo de 2014.

Para o Ciclo do “Relatório de Descadastramento 2015”, a ANEEL estabeleceu aproximadamente 270 mil descadastramentos para os meses de junho e julho de 2015. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, somadas às iniciativas do cliente em atualizar os dados no CadÚnico, esse número foi reduzido para aproximadamente 76 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em março 2016, referente ao ciclo de 2015.

Considerando o processo de “Manutenção do Benefício da Tarifa Social”, que ocorre todo ano no mês de Julho, identificamos a necessidade de descadastramento para aproximadamente 61 mil clientes nos meses de setembro e outubro 2015. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, somadas às iniciativas do cliente em atualizar os dados no CadÚnico, esse número foi reduzido para 46 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em março 2016, referente ao processo de Manutenção do Benefício de 2015.

Observamos que em março 2016, faturamos 449.586 clientes com a Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE.



### Eficiência no Uso de Recursos e Disciplina na Execução

Maximizar valor antecipando e reduzindo riscos e impactos econômicos, sociais e ambientais também é um dos compromissos das empresas da AES Brasil.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 5.409,4 milhões no primeiro trimestre de 2016, um aumento de R\$ 402,2 milhões, ou 8,0%, quando comparada ao 1T15.

Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 1.032,6 milhões na receita total de fornecimento, faturado e não faturado, em função das revisões tarifárias verificadas no período compensado por menor volume de consumo;
- (ii) aumento de R\$ 78,5 milhões referentes às bandeiras tarifárias (faturado e não faturado);
- (iii) aumento de R\$ 95,7 milhões na receita de TUSD, explicado pelos aumentos tarifários no período;
- (iv) redução de R\$ 47,3 milhões da diferença da alíquota de PIS/Cofins; e



- (v) aumento de R\$ 26,4 milhões da atualização do ativo financeiro da concessão; parcialmente compensado por:
- (vi) R\$ 898,7 milhões de receita menor do ativo financeiro setorial líquido principalmente em função da redução do encargo da CDE e da tarifa de Itaipú no início de 2016 estando abaixo do considerado na tarifa vigente versus um efeito inverso no primeiro trimestre de 2015
- (vii) redução de R\$ 38,8 milhões da venda de energia no curto prazo em função da menor tarifa.

## DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 46,8% da receita operacional bruta no 1T16, totalizando R\$ 2.529,1 milhões, um aumento de R\$ 706,5 milhões quando comparado ao 1T15. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pelo aumento de R\$ 397,5 milhões com encargos da CDE; e
- (ii) pelo aumento de R\$ 264,0 milhões de ICMS e de R\$ 105,2 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável em função dos reajustes tarifários do período; parcialmente compensado por
- (iii) uma redução de R\$ 56,2 milhões de encargo com a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”).

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T16, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 2.880,3 milhões, 9,6% menor que os R\$ 3.184,6 milhões registrados no 1T15. Além das variações apresentadas acima, no 1T16 apresentamos:

- (i) efeito negativo no 1T15 da amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica, em R\$ 100,7 milhões; compensado por:
- (ii) o efeito positivo da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, que apresentou um impacto negativo nos primeiros oito dias úteis de 2015 no montante de R\$ 7,1 milhões versus versus um efeito positivo de R\$ 43,2 milhões em 2016; e
- (iii) um efeito negativo de R\$ 42,1 milhões da venda de energia sobrecontratada no período, dado que a Companhia está com um nível de contratação acima de 105% ante um preço de mercado de curto prazo menor que a média dos contratos de compra de energia, que, de acordo com a Resolução Normativa Aneel nº255/2007, esse excedente não constitui um ativo regulatório. No 1T15, dado que o preço do mercado de curto prazo estava superior ao preço médio dos contratos, o efeito foi positivo em R\$ 14,6 milhões.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.557,3 milhões no 1T16, uma redução de 7,6% em relação ao 1T15. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	1T15	1T16	Var (%)
<b>Parcela A</b>	<b>2.259,4</b>	<b>1.968,6</b>	<b>-12,9%</b>
Energia Comprada para Revenda	2.018,8	1.594,8	-21,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	240,7	373,8	55,3%
<b>PMSO</b>	<b>509,2</b>	<b>588,7</b>	<b>15,6%</b>
Pessoal e Entidade de Previdência	239,1	262,2	9,7%
Pessoal	160,3	183,1	14,2%
Entidade de Previdência	78,8	79,2	0,4%
Materiais	10,5	19,2	82,2%
Serviços de Terceiros	112,5	133,0	18,2%
Outros	147,1	174,3	18,5%
<b>Total</b>	<b>2.768,7</b>	<b>2.557,3</b>	<b>-7,6%</b>

\* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

## Parcela A

### Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 1T16, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 21,0%, ou R\$ 424,0 milhões, em comparação ao 1T15, totalizando R\$ 1.594,8 milhões. Em dezembro de 2015, houve redução na tarifa média da energia comprada de Itaipú na ordem de 10,9% e a tarifa média nos leilões de energia de 25,8% na comparação entre 1T16 e 1T15.

- (i) **AES Tietê:** Em 31 de dezembro de 2015, encerrou-se o contrato bilateral entre AES Eletropaulo e a AES Tietê. Desta forma, em dezembro de 2015 a AES Eletropaulo participou do leilão de energia existente A-1 recontratando essa energia por uma tarifa média de R\$ 147,77/MWh, 32% menor que o preço final do contrato com a AES Tietê de R\$ 217,90/MWh;
- (ii) **Itaipú:** redução de R\$ 65,1 milhões refletindo a redução de 1,0% do volume de energia adquirida no período e a redução da tarifa média em 19,8% incorporada em dezembro de 2015.
- (iii) **Leilões<sup>9</sup>:** redução de R\$ 112,6 milhões, conforme abaixo:
  - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de 32,4% do volume de energia compensado por uma redução do preço médio em 29,9%, resultando em uma redução de R\$ 38,1 milhões das despesas; e
  - b. **Hídricas:** aumento de 56,6% do volume de energia comprada principalmente em função do fim do contrato bilateral com a AES Tietê e contratação do seu volume no leilão A-1 de dezembro/15. No entanto, apesar da redução de 18,8% da tarifa média, o alto volume contribuiu para o aumento de R\$ 150,7 milhões no 1T16 contra o 1T15.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	1T15	1T16	Var (%)	1T15 Part. <sup>1</sup>	1T16 Part. <sup>1</sup>
AES Tietê	206,3	-	0,0%	25,3%	-
Itaipú	242,1	215,7	-10,9%	21,1%	20,8%
Leilão	188,5	139,9	-25,8%	53,5%	79,2%
<i>Térmica</i>	282,2	197,9	-29,9%	17,5%	23,1%
<i>Hídrica</i>	142,8	116,0	-18,8%	36,0%	56,1%
<b>Tarifa</b>	<b>204,3</b>	<b>155,7</b>	<b>-23,8%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

<sup>1</sup> Participação da fonte no montante de energia comprada

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	1T15	1T16	Var (%)
AES Tietê	2.740	-	-100,0%
Itaipú	2.284	2.262	-1,0%
Leilão	5.786	8.602	48,7%
<i>Térmica</i>	1.896	2.511	32,4%
<i>Hídrica</i>	3.890	6.091	56,6%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%
Outros	220	205	-6,7%
<b>Volume</b>	<b>11.030</b>	<b>11.069</b>	<b>0,4%</b>

### 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\$ 373,8 milhões no 1T16, um aumento de 55,3%, ou R\$ 133,2 milhões em comparação ao 1T15. O aumento é devido principalmente pelo:

<sup>9</sup> Inclui Angra 1 e 2, cotas e risco hidrológico.

- (i) aumento de R\$ 127,1 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”) principalmente em função do maior despacho de térmicas fora da ordem de mérito, não refletido no preço do mercado de curto prazo;
- (ii) efeito positivo no 1T15 de R\$ 33,6 milhões em função do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva (CONER) destinado à restituição aos usuários, o que não ocorreu no 1T16; parcialmente compensado por:
- (iii) redução de R\$ 21,1 milhões com Encargos de Uso da Rede Básica; e
- (iv) R\$ 13,3 milhões do maior crédito com PIS/Cofins neste trimestre.

#### **PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)**

No 1T16, o PMSO reportado foi de R\$ 588,7 milhões, um aumento de 15,6% ou R\$ 79,5 milhões em comparação com o mesmo período do ano de 2015. O PMSO gerenciável da Companhia registrou um aumento de 19,2%. As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Pessoal	239,1	262,2	9,7%
Material	10,5	19,2	82,2%
Serviços de Terceiros	112,5	133,0	18,2%
Outras Despesas	147,1	174,3	18,5%
<b>PMSO Reportado</b>	<b>509,2</b>	<b>588,7</b>	<b>15,6%</b>
Entidade de Previdência	78,8	79,2	0,4%
PCLD e Baixas	36,6	65,3	78,4%
Contingências	22,6	1,7	-92,5%
Outros	58,1	69,3	19,2%
<b>PMSO - excluindo não gerenciáveis</b>	<b>313,1</b>	<b>373,2</b>	<b>19,2%</b>

#### **Pessoal**

Pessoal - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Pessoal e Encargos	160,3	183,1	14,2%
Entidade de Previdência Privada	78,8	79,2	0,4%
<b>Total</b>	<b>239,1</b>	<b>262,2</b>	<b>9,7%</b>

#### **Despesas com Pessoal e Encargos**

No 1T16, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 183,1 milhões, um aumento de 14,2% ou R\$ 22,8 milhões em comparação ao 1T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 14,3 milhões de despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade; e
- (ii) R\$ 8,3 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de junho de 2015.

#### **Despesa com Entidade de Previdência Privada**

No 1T16, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 79,2 milhões, um aumento de 0,4% em comparação ao 1T15. Esse aumento decorre da taxa de desconto do passivo, acompanhando a NTN-B de 6,15% no encerramento de 2014 para 7,30% no recálculo de dezembro de 2015.

#### **Despesas com materiais e serviços de terceiros**

No 1T16, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 152,2 milhões, um aumento de 23,7% ou R\$ 29,2 milhões em comparação ao 1T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 12,1 milhões de despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 11,3 milhões fomento das ações de corte e cobrança para minimizar aumento de inadimplência (PCLD);

- (iii) contabilização de R\$ 2,7 milhões de despesas com provisão ambiental referente a investigações e remediações de algumas bases e ETDs previamente contabilizado como despesa de Contingência; e
- (iv) R\$ 2,5 milhões de maiores despesas relacionadas a frota, como manutenção e maior custo do combustível

#### 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 e (c) Demais Despesas.

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
PCLD e Baixas	36,6	65,3	78,4%
Provisão de Litígio e Contingências	22,6	1,7	-92,5%
Demais despesas*	87,8	107,2	22,1%
<b>Total</b>	<b>147,1</b>	<b>174,3</b>	<b>18,5%</b>

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

No 1T16, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 174,3 milhões, um aumento de 18,5% ou R\$ 27,2 milhões em comparação ao 1T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 28,7 milhões de maiores despesas com PCLD, refletindo o cenário macroeconômico e revisões tarifárias de 2015, e associadas:
  - a. R\$ 19,5 milhões referente ao aumento de 60,5% do “ticket médio” e o aumento médio de 29,3% do número de clientes inadimplentes. Cabe ressaltar que, a partir de dezembro de 2015, adotamos uma estratégia de corte onde priorizamos os clientes com maior “ticket médio” o que contribuiu para o aumento do número de clientes inadimplentes. No entanto, ao compararmos o “ticket médio” do fim de 2015, apresentamos uma redução de até 13,8%; e
  - b. R\$ 13,0 milhões do descadastramento de 112 mil instalações que perderam o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (“TSEE”); compensado por
  - c. R\$ 7,0 milhões reversão da provisão referente ao imposto de iluminação pública cobrado na conta de luz (“CIP / COSIP”).
- (ii) R\$ 20,9 milhões de redução das despesas com Contingências associadas:
  - a. R\$ 5,2 milhões no 1T15 referente ao acúmulo de decisões trabalhista desfavoráveis;
  - b. R\$ 4,0 milhões de menores despesas com contingência cível;
  - c. R\$ 3,9 milhões reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba;
  - d. R\$ 3,8 milhões reversão de casos de execução fiscal devido a remensuração das chances de perda para possíveis; e
  - e. R\$ 2,7 milhões reversão das despesas com provisão ambiental, referente a investigações e remediações de algumas bases e ETDs, reclassificadas como Serviços de Terceiros.
- (iii) R\$ 16,3 milhões da baixa no inventário de medidores que ocorreu no 1T15; e
- (iv) R\$ 35,3 milhões referente às multas de DIC/FIC/DMIC/DICRI, refletindo o aumento dos indicadores DEC e FEC.

#### EBITDA Ajustado<sup>10</sup>

No 1T16, o Ebitda ajustado pelo ativo possivelmente inexistente e pelo fundo de pensão foi de R\$ 217,0 milhões, contra R\$ 384,0 milhões no 1T15. Os seguintes fatores explicam a redução de R\$ 167,0 milhões:

<sup>10</sup> Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente e despesas com fundo de pensão.

- (i) efeito da retração do consumo no período que, apesar dos aumentos tarifários, foi um fator importante para uma variação negativa de R\$ 6,6 milhões da margem;
- (ii) efeito de R\$ 56,7 milhões da sobrecontratação de energia dado que no 1T15 o efeito foi positivo em R\$ 14,6 milhões e no 1T16 o efeito foi negativo em R\$ 42,1 milhões;
- (iii) R\$ 60,1 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável;
- (iv) R\$ 28,7 milhões de maiores despesas com PCLD reflexo, principalmente, das revisões tarifárias dos últimos 12 meses; e
- (v) maiores despesas com multas de DIC/FIC/DMIC/DICRI no montante de R\$ 35,3 milhões; compensado pela
- (vi) redução das provisões de processos judiciais em R\$ 24,3 milhões.

O Ebitda reportado no 1T16 foi de R\$ 181,0 milhões, ante um Ebitda de R\$ 298,1 milhões no 1T15, uma redução de R\$ 117,1 milhões.

## RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 1T16 um resultado financeiro negativo em R\$ 17,2 milhões, ante um resultado financeiro negativo de R\$ 114,2 milhões no 1T15. Este se deve, sobretudo, a variação cambial de Itaipú, que resultou em um aumento de 80,9 milhões comparado ao 1T15. As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

### Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 127,1 milhões no 1T16, um aumento de 55% em relação aos R\$ 82,0 milhões registrados no 1T15. Esse desempenho é explicado pelo aumento em:

- (i) aumento de R\$ 28,9 milhões referentes ao reconhecimento do resultado financeiro associado aos ativos financeiros setoriais líquido; e
- (ii) aumento de R\$ 24,8 milhões referentes as multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso em decorrência, principalmente, dos aumentos tarifários; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução do rendimento das aplicações financeiras em R\$ 10,1 milhões.

### Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 1T16 totalizaram R\$ 163,8 milhões, um aumento de 20,7% em comparação ao 1T15 (R\$ 135,8 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) aumento do encargo das dívidas em R\$ 31,3 milhões em função do aumento no saldo da dívida bruta (18ª e 19ª emissão de debêntures ao longo de 2015) e do aumento da taxa CDI; e
- (ii) aumento de R\$ 3,4 milhões das despesas com cartas de fiança e seguros garantia; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução de R\$ 14,0 milhões de despesas com atualização monetária de processos judiciais principalmente em função da reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba (R\$ 5,9 milhões).

### Variações Cambiais Líquidas

No 1T16, as variações cambiais líquidas apresentaram um lucro de R\$ 19,6 milhões, contra um prejuízo de R\$ 60,4 milhões registrados no 1T15 principalmente em função da tendência de queda do dólar americano utilizado na provisão da energia de Itaipú liquidada no mês subsequente.

## LUCRO LÍQUIDO

No 1T16, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 30,6 milhões versus um lucro líquido de R\$ 46,8 milhões no 1T15. Se, para fins de comparação, ajustarmos o resultado pelo efeito do ativo possivelmente inexistente na receita, no 1T15 a Companhia apresentou um lucro líquido ajustado de R\$ 51,1 milhões e no 1T16 de R\$ 2,1 milhões. A variação de R\$ 49,3 milhões se dá, principalmente, em função do:

- (i) efeito negativo de R\$ 4,7 milhões do mercado e tarifa, em função da redução do consumo;



- (ii) efeito negativo de R\$ 40,3 milhões da sobrecontratação de energia acima do limite regulatório de 105%;
- (iii) aumento de R\$ 56,5 milhões de despesas operacionais;
- (iv) aumento de R\$ 1,9 milhão de depreciação e amortização; compensado pela:
- (v) melhora do resultado financeiro no período em R\$ 68,9 milhões principalmente em função do efeito positivo da variação cambial de Itaipú.

## ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

Segundo as normas da Aneel, a diferença entre os itens não gerenciáveis, considerados no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária, e os valores efetivamente incorridos pelas distribuidoras deve ser registrada para efeitos regulatórios em contas temporárias no balanço patrimonial e na demonstração de resultados regulatórios das distribuidoras. Essas contas podem ser credoras ou devedoras, a depender da variação dos custos realizados nos ciclos tarifários. Eventuais saldos dos ciclos serão adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual ou revisão tarifária seguinte, o que for aplicável, e serão amortizados no próximo ano tarifário (período de 12 meses após a data do reajuste ou revisão).

Com a adoção do IFRS nas demonstrações contábeis societárias, as variações dos ativos e passivos regulatórios deixaram de ser contabilizadas nas demonstrações financeiras da Companhia, gerando volatilidade no resultado.

A partir de Dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer no resultado determinados ativos e passivos, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - e com a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo a indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA.

No quadro abaixo está demonstrado o impacto, pró-forma, das variações dos ativos e passivos regulatórios no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo:

Ativos e Passivos Regulatórios	1T15	1T16	Var (%)
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(410,7)	569,6	-238,7%
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(16,5)	195,8	-1285,5%
<b>Total</b>	<b>(427,2)</b>	<b>765,5</b>	<b>-279,2%</b>

No 1T16, os itens a ser compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 569,6 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 195,8 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 765,5 milhões de descasamento do fluxo de caixa da Companhia, explicado principalmente pela:

- (i) menor despesa com custos de energia contratada, resultando em um passivo regulatório líquido no período de R\$ 718,5 milhões;
- (ii) efeito positivo de R\$ 327,3 milhões referentes à redução do encargo CDE em janeiro de 2016 apesar da retração do consumo no período;
- (iii) R\$ 35,5 milhões da variação cambial referente ao descasamento entre a provisão e a liquidação da fatura de Itaipú considerando a tendência de queda do câmbio ao longo do primeiro trimestre de 2016, parcialmente compensados por:
- (iv) acúmulo de R\$ 149,8 milhões de ativo regulatório referente à sobrecontratação de energia até 105%, sendo que o preço de mercado de curto prazo menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da companhia;
- (v) maior custo com energia de Itaipú, principalmente em função da desvalorização do real diante o dólar americano versus o câmbio considerado na tarifa, resultando em um ativo financeiro setorial líquido de R\$ 133,8 milhões.

A variação de Parcela A estimada pela companhia a ser compensada em períodos futuros é de R\$ 575,4 milhões.

## ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, e de acordo com os critérios utilizados para o cálculo dos covenants da companhia, considerou-se o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.389,5 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 1.305,6 milhões).

Em 31 de março de 2016, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 1.259,0 milhões, valor R\$ 134,5 milhões superior ao mesmo período de 2015.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.884,9 milhões, um aumento de 11% em relação ao 1T15. Esse aumento deve-se principalmente a:

- (i) 18ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 400 milhões;
- (ii) 19ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 320 milhões;
- (iii) Liberações FINEM, no valor de R\$ 271 milhões;

Parcialmente compensados pelo:

- (iv) aumento de R\$ 134,5 milhões nas disponibilidades
- (v) amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 80 milhões, em maio e dezembro de 2015;
- (vi) amortização da CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 180 milhões, em novembro e dezembro de 2015;
- (vii) amortização da 9ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 75 milhões, em agosto de 2015;
- (viii) amortização da 17ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 100 milhões, em julho de 2015;
- (ix) amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 175,1 milhões, em 2015 e de R\$ 100 milhões em 2016

Dívida - R\$ milhões	1T15	1T16
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.326,8	3.754,4
Fundo de Pensão	1.298,9	1.389,5
(-) Disponibilidades <sup>1</sup>	1.124,5	1.259,0
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.501,2</b>	<b>3.884,9</b>
EBITDA (LTM)	849,3	937,4
Despesa com FCESP (LTM)	293,4	315,6
Ativos e Passivos regulatórios (LTM)	169,1	-
<b>EBITDA Ajustado (LTM)</b>	<b>1.311,8</b>	<b>1.253,0</b>
<b>Despesa financeira sobre empréstimos<sup>2</sup></b>	<b>359,4</b>	<b>547,9</b>
<b>Dívida Líquida<sup>2</sup>/EBITDA Ajustado</b>	<b>2,7</b>	<b>3,1</b>
<b>EBITDA Ajustado/Despesa financeira<sup>2</sup></b>	<b>3,6</b>	<b>2,3</b>

1- Caixa + Títulos e Valores Mobiliários;

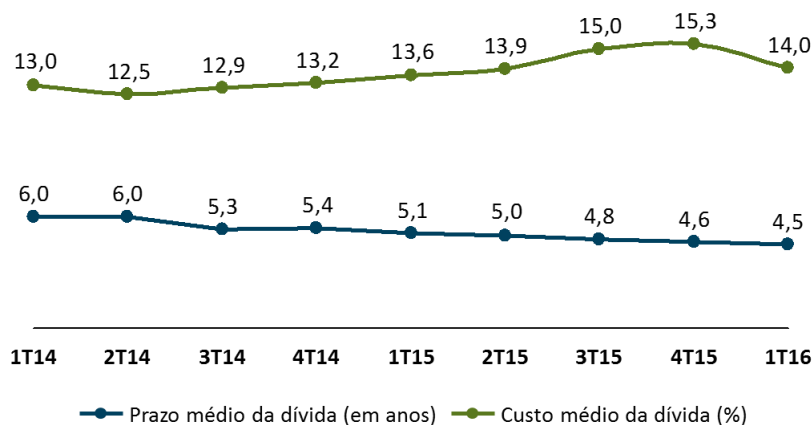
2 - Desp. Fin. para fins de covenant, não considera reserva de reversão/fees de debêntures

Em 31 de março de 2015, a dívida da AES Eletropaulo de R\$ 3.265,9 milhões atrelada ao CDI, tinha um custo médio de CDI + 1,43% a.a. Em 31 de março de 2016, esta dívida passou a ser de R\$ 3.377,2 milhões a um custo médio de CDI + 1,85% a.a. Este aumento ocorreu em função, principalmente, das novas emissões de dívida ao longo de 2015 (18ª e 19ª emissão de debêntures), porém, foram parcialmente compensadas pelas amortizações realizadas no período (9ª, 13ª, 16ª e 17ª emissão de debêntures e CCB Bradesco).

O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGPD + 5,5% a.a.) em 31 de março de 2015 era de R\$ 1.348,3 milhões. Em 31 de março de 2016, este saldo atrelado aos demais índices passou a totalizar R\$ 1.718,3 milhões, ao custo médio de IGDI + 5,6% a.a.

O prazo médio da dívida em 31 de março de 2015 era de 5,05 anos patamar superior ao prazo de 4,48 anos de 31 de março de 2016.

#### **Custo e Prazo Médio da dívida**



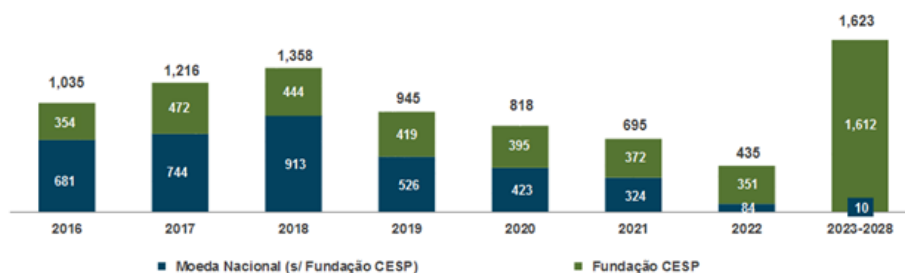
Considerando o Ebitda previsto nos covenants<sup>11</sup> dos últimos 12 meses findos em 31 de março de 2016, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 3,10x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira de 2,29x.

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, em 31 de março de 2016, a companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida. Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

#### **Cronograma de amortização da dívida - R\$ milhões<sup>12</sup>**



## **INVESTIMENTOS**

No 1T16, a AES Eletropaulo investiu R\$ 143,1 milhões. Do total, R\$ 123,6 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 19,4 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

<sup>11</sup>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, todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação". Adicionalmente, os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado operacional acima.

<sup>12</sup> Fluxo composto por amortização de principal, juros acruados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 15" das Informações Trimestrais da Companhia.

Investimentos - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	53,2	57,5	8,1%
Confiabilidade operacional	25,2	38,1	50,9%
Recuperação de perdas	2,0	2,1	3,0%
Tecnologia da Informação	12,3	11,5	-6,4%
Outros	8,3	14,5	74,4%
<b>Total com Recursos Próprios</b>	<b>101,0</b>	<b>123,6</b>	<b>22,4%</b>
Financiado pelo cliente	17,0	19,4	14,7%
<b>Total</b>	<b>118,0</b>	<b>143,1</b>	<b>21,3%</b>

Em 2016 a Companhia planeja investir R\$ 794 milhões. Desse montante, são previstos R\$ 717 milhões com recursos próprios e R\$ 77,0 milhões financiados pelos clientes.

Para o período entre 2016 e 2020, a companhia planeja investir um total de R\$ 3,56 bilhões, sendo R\$3,17 bilhões com recursos próprios e R\$ 0,39 bilhões financiados pelo cliente.

### Principais Investimentos - 1T16

#### Serviços ao Cliente e expansão do Sistema

Visa 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 1T16, R\$ 44,3 milhões foram investidos na adição de 60,2 mil novos clientes, nas 149,2 mil religações de clientes e para a regularização de 12,4 mil clientes clandestinos e, na expansão foram investidos R\$ 13,1 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento, como destaque para este trimestre ressalta-se a conclusão e energização do setor de 34,5 kV da ETD Cambucí.

Em 2016 serão investidos R\$ 190,7 milhões para atender à adição novos clientes e R\$ 215 milhões serão investidos na expansão do sistema.

#### 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 1T16 foram investidos R\$ 38,1 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede e modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Em 2016 serão investidos R\$ 244,5 milhões, destinados principalmente a manutenção de rede, além da modernização da subtransmissão e de 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 1T16 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 2,1 milhões. Foram realizadas 2,3 mil regularizações por meio de inspeções de fraude e anomalias em 85,2 mil inspeções.

Em 2016 serão investidos R\$ 6,9 milhões nos projetos de Recuperação de Perdas.

#### 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 1T16 foram investidos R\$ 11,5 milhões em projetos de TI e serão investidos R\$ 18,5 milhões ao longo do ano de 2016.

#### Outros

No 1T16, foram investidos R\$ 14,5 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 0,6 milhão foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 3,7 milhões referentes a renovação da frota de veículos, entre outros investimentos.

Em 2016 serão investidos R\$ 41,3 milhões em outros projetos, R\$ 7,8 milhões referentes a muros, passeios e taludes e R\$ 5,9 milhões em renovação da frota de veículos, R\$ 2,7 milhões reforma e instalações, entre outros investimentos.

### Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 19,4 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

Para 2016, os investimentos financiados por clientes estão planejados em R\$ 77 milhões e também serão principalmente direcionados a conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.

### FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa Ajustado <sup>13</sup> - R\$ milhões	1T15	1T16	Var.
Saldo inicial de caixa	909,2	531,2	(378,0)
Geração de caixa operacional	323,4	494,1	170,8
Investimentos	(167,4)	(189,3)	(21,9)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	138,8	5,2	(133,6)
Despesas com Fundo de Pensão	(47,2)	(46,1)	1,1
Imposto de Renda	(36,1)	(0,0)	36,1
Caixa restrito e/ou bloqueado	3,8	(19,7)	(23,5)
<b>Caixa livre</b>	<b>215,3</b>	<b>244,2</b>	<b>28,9</b>
<b>Saldo final de caixa</b>	<b>1.124,5</b>	<b>775,4</b>	<b>(349,1)</b>

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresenta algumas diferenças em relação aos procedimentos contábeis, que adotam regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

A distinção entre os regimes de caixa e competência explica a diferença entre a geração de caixa operacional e o Ebitda Ajustado da Companhia.

Para um melhor entendimento das variações de geração de caixa operacional entre os períodos a seguir, as análises consideram a diferença entre os impactos no caixa da Companhia e os montantes homologados na tarifa de cada período.

### Destaques do Fluxo de Caixa do 1T16 em comparação ao 1T15

A Companhia registrou melhora de R\$ 170,8 milhões na geração de caixa operacional no 1T16 quando comparada ao 1T15 devido, principalmente ao:

- (i) efeito positivo de R\$ 1.419,5 milhões referente a uma melhora na arrecadação líquida devido, principalmente, aos eventos tarifários de 2015; parcialmente compensado por:
- (ii) alta dos custos com encargos setoriais no montante de R\$ 904,6 milhões, principalmente devido ao encargo da CDE;
- (iii) maior gastos com energia no valor de R\$ 248,3 milhões devido principalmente a energia de Itaipu, dada a desvalorização do real perante ao dólar americano previsto na tarifa (R\$ 3,12/USD);
- (iv) maior gastos com despesa operacional em R\$ 102,2 milhões; e
- (v) maiores investimentos no montante de R\$ 21,9 milhões em comparação ao primeiro trimestre do ano passado.

O saldo líquido do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação negativa de R\$ 90 milhões devido principalmente a captação de R\$ 190 milhões da 17ª debênture no 1T15, contra a captação de R\$ 70 milhões em capital de giro e R\$ 25,6 milhões de captação com a FINEP no 1T16.

<sup>13</sup> Fluxo de caixa ajustado em R\$ 483,6 milhões referente a pagamentos de março/16 realizados em abril/16



## MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Eletropaulo estão listadas no Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). A Companhia também possui ADRs negociadas no Nível I do mercado de balcão norte-americano (OTC), sob o código EPUMY.

As ações preferenciais da Companhia, a partir de 01 de janeiro de 2015 passaram a não integrar a carteira teórica do Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa. No entanto, as ações da Companhia, atualmente, integram: (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de companhias que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle; (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), que mede o desempenho de companhias do setor elétrico; e (iii) o Índice Brasil 100 (IBrX) que mede o retorno de carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na BOVESPA

A Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as companhias que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Eletropaulo integra esse índice desde a sua criação em 2005, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

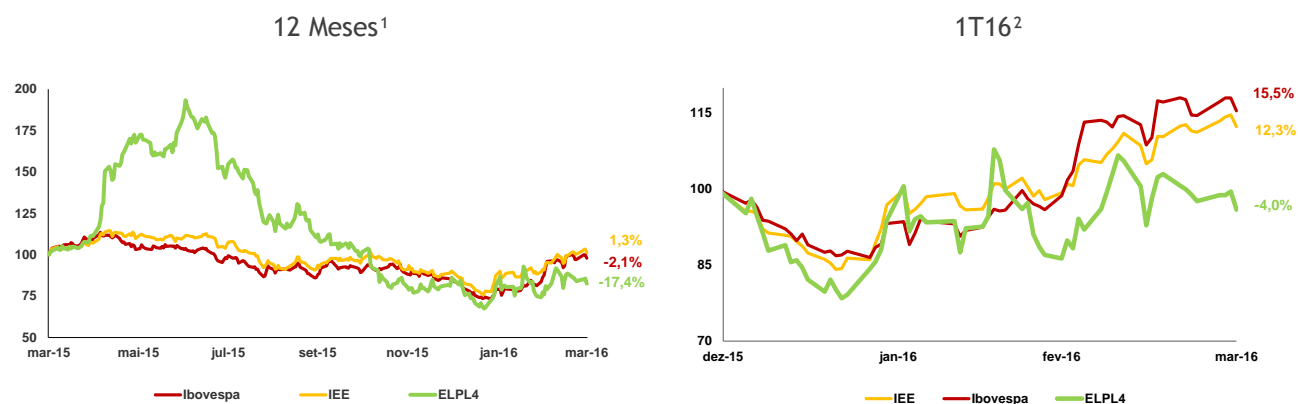
## DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 1T16 cotadas a R\$ 8,06, registrando queda de 4,05% no período. O IEE apresentou um aumento de 12,32%, enquanto o Ibovespa também aumentou em 15,47% no período de 1T16.

Durante o 1T16, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 130,0 mil negócios no período, média de 43,3 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 360,1 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 5,9 milhões no 1T16 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram queda de 17,4% refletindo, principalmente, eventos ocorridos durante o 1S15 e 1T16: (i) efeito negativo da sobrecontratação de energia; (ii) queda de mercado decorrente da atual situação macroeconômica do país; (iii) expectativa em relação ao caso Eletrobras (iv) provisão para contingências regulatórias publicadas no 4T15. Tais efeitos negativos foram parcialmente compensados, pela: (v) publicação dos números preliminares do 4º Ciclo da Revisão Tarifária no começo de junho; (vi) publicação dos números finais do 4º Ciclo da Revisão Tarifária no final do trimestre com efeito médio ao consumidor de 15,23%.

Nesse período o Ibovespa apresentou queda de 2,14% enquanto o IEE registrou alta de 1,29%.



1 - Base 100: 31/03/2015; 2 - Base 100: 31/12/2015

## DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

### SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos sociais da AES Eletropaulo está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população.

No 1T16, registrou-se uma taxa de acidentes sem afastamento com colaboradores próprios de 0,23, frente a 0,07 no 1T15. Também houve aumento na taxa de acidentes com colaboradores contratados, sem afastamento, de zero para 0,34. Este incremento está relacionado a eventos de baixa potencialidade em termos de lesão, originados por pequenos descuidos durante a realização de atividades não associadas ao sistema elétrico de potência. A taxa de acidentes com tempo perdido foi zero no período.

Como estratégia para reforçar a cultura de segurança, a empresa intensificou a realização dos Diálogos de Segurança nas áreas operacionais e lançou um *game* de segurança direcionado ao tema “percepção de riscos”. Além disso, relançou o programa “Imprudência Nunca Mais”, com foco no conceito de “consciência situacional”, ou seja, o estado de consciência e de alerta sobre o que está acontecendo ao redor (ambiente de trabalho e todo o contexto em que a atividade está inserida); alerta sobre os atos inseguros e as possíveis consequências relacionadas a estes atos.

AES Eletropaulo	Indicador	2014	2015	1T15	1T16	Meta 2016
Colaboradores próprios	<i>Recordable Rate*</i>	0,11	0,08	0,07	0,23	0,81
	<i>LTI Rate**</i>	0,04	0,07	0,00	0,00	0,14
Colaboradores contratados	<i>Recordable Rate*</i>	0,09	0,19	0,00	0,34	0,81
	<i>LTI Rate**</i>	0,07	0,11	0,09	0,00	0,14

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

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

O acompanhamento das taxas segue os critérios definidos pelo *Occupational Safety & Health Administration* (OSHA), agência do Departamento de Trabalho dos Estados Unidos. Até o 4T15, o reporte era realizado de acordo com os critérios da NBR 14.280.

Metas	Indicador	2014	2015	1T15	1T16
Zero acidente fatal com a população	Fatalidades	10	16	6	4
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2016	Número total de acidentes	68	91	25	31

Os acidentes com população aumentaram em 24% em comparação com o 1T15, no entanto, as fatalidades foram reduzidas de 6 para 4 no período.

Manteve-se uma abordagem consistente com as campanhas de mídia de massa (TV e rádio) e Blitze junto às regiões de baixa renda. Elevou-se também a frequência das abordagens dinâmicas com a população, por meio do uso de vans adaptadas para conscientizar a população sobre os perigos existentes e as formas de prevenção de acidentes na rede elétrica.

Quanto ao desempenho ambiental, não foi possível evitar emissões de gases de efeito estufa no 1T16 devido, principalmente, ao aumento do consumo próprio de energia e perdas globais.

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	1T16
Consumo de energia elétrica (em MWh)	40.864	40.238	10.111	10.442
GWh de perdas globais	4.966	4.543	1.118	1.156

## ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

### COLABORADORES E COMUNIDADES

A AES Brasil tem como compromisso promover avanços no setor, educar a população para o consumo consciente e desenvolver colaboradores, parceiros e comunidades.

Um dos objetivos da AES Eletropaulo é a retenção de seus colaboradores, que contribui para a meta de atingir 85% de satisfação no ambiente de trabalho em 2016 - em 2015, esse índice foi de 78% na companhia. Um dos principais indicadores é a rotatividade voluntária, que no 1T16 manteve o mesmo patamar de 1T15, em 0,35%.

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	1T16
Rotatividade voluntária	1,98%	1,30%	0,35%	0,35%

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 12,5 mil famílias - cerca de 50 mil pessoas. 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), a população pode abrir conta em banco e ter acesso a crédito, por exemplo.

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	1T16
Número de ligações regularizadas	59.096	67.043	14.616	12.562

## GOVERNANÇA CORPORATIVA

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

No âmbito interno, a AES 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 dezenove membros, sendo dez membros efetivos e nove 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, um efetivo é membro independente e não possui suplente e um efetivo e respectivo suplente foi indicado/eleito por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

A Diretoria é composta por sete membros, incluindo o Diretor Presidente. Os membros da Diretoria Executiva desempenham suas funções de acordo com o objeto social da Companhia, conduzindo normalmente 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 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 respectivos suplentes, dos quais: três efetivos e respectivos suplentes foram indicados pela BNDESPAR; 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, para atendimento a Lei Sarbanes-Oxley, a AES Eletropaulo avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência as suas demonstrações financeiras.

## RESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA / ESTRUTURA ACIONÁRIA

No dia 03 de junho de 2015 a AES Tietê S.A. (“AES Tietê”), em conjunto com a Companhia Brasileira de Energia (“Cia Brasileira”), publicou Fato Relevante na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) informando o mercado sobre uma proposta de Reorganização Societária envolvendo essas companhias e as sociedades direta e indiretamente controladas pela Cia Brasileira.

A proposta de reestruturação foi submetida à aprovação dos órgãos societários competentes das Companhias, bem como à aprovação das autoridades reguladoras, conforme aplicável, e, em 31 de dezembro todas as condições suspensivas da reorganização foram implementadas.

Desta forma em 31 de dezembro de 2015, o processo de reorganização foi efetivado. A reorganização foi realizada por meio da cisão parcial da Cia Brasileira e sendo o acervo cindido transferido para a Brasileira Participações. A Cia Brasileira passou a deter diretamente o controle exclusivo da AES Tietê e a Brasileira Participações passou a deter o controle, direto ou indireto, de todas as demais empresas (AES Eletropaulo, AES Elpa, AES Uruguaiana e AES Serviços). Na etapa subsequente, a AES Tietê foi incorporada pela Cia Brasileira e conseqüentemente foi extinta, sendo esta última a entidade legal remanescente e cuja denominação social foi alterada para AES Tietê Energia S.A. (“AES Tietê Energia”).

A AES Holdings Brasil e a BNDES Participações S.A. (“BNDESPAR”) formalizaram a assinatura do acordo de acionistas da Companhia, o qual reflete substancialmente os mesmos termos do antigo acordo de acionistas da Cia Brasileira antes da reorganização.

Após a cisão parcial, AES Holdings Brasil e BNDESPAR passaram a deter as mesmas proporções do capital social da Brasileira Participações que detinham anteriormente da Cia Brasileira, conforme tabela abaixo:

### Estrutura Societária da Brasileira Participações após a Reorganização Societária

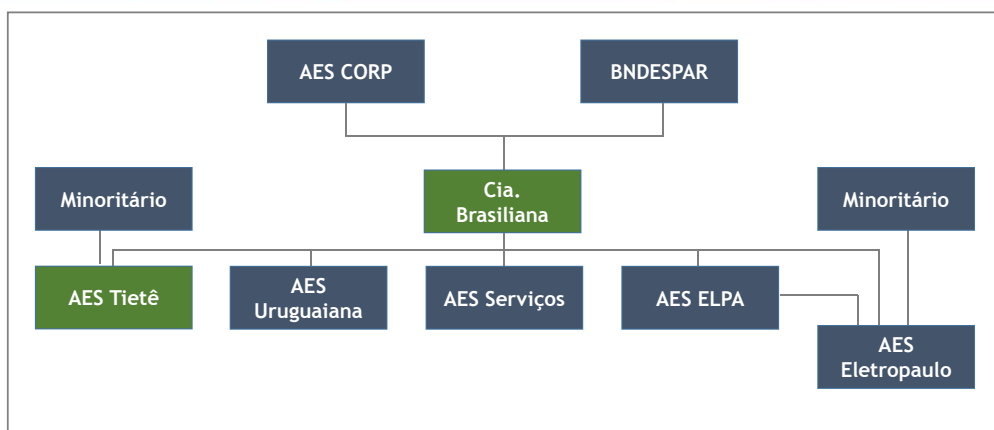
Brasileira Participações S.A.						
Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES Holdings Brasil Ltda.	253.846.155	50,0%	6	0,0%	253.846.161	46,2%
BNDES Participações S.A. - BNDES	253.846.154	50,0%	42.307.693	100,0%	296.153.847	53,8%
<b>Total</b>	<b>507.692.309</b>	<b>100,0%</b>	<b>42.307.699</b>	<b>100,0%</b>	<b>550.000.008</b>	<b>100,0%</b>

Por meio da cisão parcial, foram transferidos à Brasileira Participações, a totalidade dos elementos patrimoniais avaliados conforme laudo de avaliação os quais integram a parcela cindida do patrimônio da Cia Brasileira, tais como registrados e refletidos contabilmente em balanço da Cia Brasileira, levantado em 30 de junho de 2015. As variações patrimoniais do acervo cindido ocorridas entre a data base e a data da efetiva cisão parcial foram absorvidas pela Brasileira Participações. A cisão parcial foi efetivada “linha a linha” das contas patrimoniais cindidas.

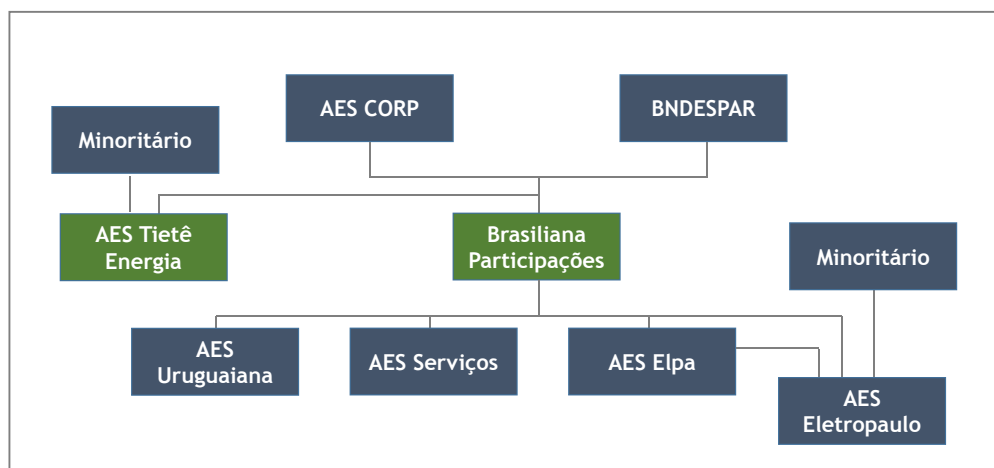
Assim, a Brasileira Participações assumiu as responsabilidades ativas e passivas, presentes e futuras, bem como saldos de diferenças tributárias temporárias, relativas ao acervo cindido que lhe foi transferido, conforme assembleia geral de 26 de outubro de 2015.

A seguir, resumo da estrutura societária antes e após a Reestruturação Societária descrita acima.

### Estrutura antes da Reorganização Societária



### Estrutura após a Reorganização Societária



Considerando a Reestruturação Societária acima mencionada, a Brasiliana Participações passou a ser a controladora indireta da Companhia.

A composição acionária da Companhia, após a reestruturação acima mencionada é demonstrada a seguir:

Acionista	AES Eletropaulo					
	ON	%	PN	%	Total	%
AES Elpa S.A.	51.825.798	77,8%	-	0,0%	51.825.798	31,0%
União Federal	13.342.384	20,0%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
Brasiliana Participações S.A.	-	0,0%	7.434.410	7,4%	7.434.410	4,4%
Free Float	1.436.635	2,2%	93.304.402	92,6%	94.741.037	56,6%
<b>Total</b>	<b>66.604.817</b>	<b>100,0%</b>	<b>100.739.070</b>	<b>100,0%</b>	<b>167.343.887</b>	<b>100,0%</b>

31/12/2015



Índice de Ações com Tag Along Diferenciado

## TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* do Grupo AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa com a transparência e com a asseguarção da conduta ética em todos os seus negócios, bem como visando 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 e 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 conduzir negócios éticos com seus parceiros comerciais. Como parte do Programa de Ética e Compliance, antes de a empresa se engajar em qualquer transação comercial, a due diligence de compliance é conduzida para avaliar riscos de novos negócios com potenciais parceiros, prestadores de serviços ou fornecedores. Para tanto, a companhia realiza o mapeamento desses riscos de acordo com a legislação anti-corrupção norte americana *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA), a Lei Anticorrupção Brasileira e as demais determinações e vedações do quadro legal brasileiro.

## OUTROS EVENTOS

### Ativo possivelmente inexistente

Em 01 de julho de 2014, a Diretoria da Aneel deliberou sobre o pedido de reconsideração da AES Eletropaulo sobre a análise da procedência do recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua 3ª Revisão Tarifária Periódica ("3RTP") para eventual desconto e restituição de parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente. A Diretoria da Aneel manteve a decisão tomada em dezembro de 2013, que decidiu pela devolução das parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente em até quatro eventos tarifários. A Diretoria abriu também a possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e que não são considerados na sua Base de Remuneração Regulatória.

Em 03 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\$ 326 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. Durante o procedimento administrativo a Companhia foi amparada por uma liminar em Mandado de Segurança, que determinava que a restituição das parcelas de remuneração e depreciação só seriam devidas pela Companhia após o término da discussão na esfera administrativa e se a Companhia fosse condenada ao final. 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 deu início à discussão na esfera judicial por meio de ação que objetiva anular os Despachos ANEEL n.º 4.259/2013 e n.º 2.176/2014, declarando a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela Eletropaulo anteriormente à data da sua 3RTP. Adicionalmente, a Companhia ingressou com pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da companhia até a decisão final da ação judicial, caso a companhia seja futuramente condenada a restituir as parcelas de remuneração e depreciação sobre o ativo.

A liminar foi indeferida em 1ª instância e, em 02 de setembro de 2014, a companhia ingressou com recurso de Agravo de Instrumento na 2ª instância, e obteve a decisão liminar que determinou à Aneel 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 desse julgamento, cuja decisão é determinada por três Desembargadores, 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 05 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 a ser recebido via tarifa no ciclo tarifário atual (próximos 12 meses).

Neste íterim, em 07 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 concedida.

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 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF emitido pela ANEEL no montante de R\$ 143,3 milhões, em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação mencionado na nota explicativa nº 18.2.25, o qual determinava o registro contábil nos livros regulatórios do componente financeiro negativo de R\$ 626,1 milhões e suas atualizações (Cabo).

A Administração da Companhia mantém seu entendimento de que seguiu as regras estabelecidas pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSPEE, e, portanto, tomará todas as medidas cabíveis nas esferas administrativas e judiciais, se necessário, buscando o cancelamento do referido Auto de Infração.

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

#### **Eletrobrás - Contrato de Financiamento**

Em 17 de setembro de 2015, foi divulgado o laudo pericial sobre a disputa judicial que envolve a Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobrás"), a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") e a Companhia quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo do empréstimo contratado pela Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo, à época controlada pelo Estado de São Paulo, junto à Eletrobrás, em 30 de outubro de 1986 ("Empréstimo").

O laudo é a primeira manifestação do perito judicial nomeado para auxiliar o Juízo de primeira instância (5ª Vara da Comarca do Rio de Janeiro) no esclarecimento de fatos. O documento, apesar de reconhecer as premissas técnicas defendidas pela AES Eletropaulo concernentes ao processo de cisão (anterior à privatização), emite opinião no sentido de que a responsabilidade pelo pagamento da diferença de correção do saldo do Empréstimo teria ficado com a Companhia. Em 30 de setembro de 2015, a Eletropaulo protocolou junto à 5ª Vara Civil da Comarca do Rio de Janeiro o parecer dos assistentes técnicos a respeito do laudo e foram apresentados novos questionamentos ao perito judicial. Na mesma data, a CTEEP protocolou os seus comentários ao laudo e, em 06 de outubro de 2015, a Eletrobrás apresentou novos quesitos ao Perito, requerendo a definição dos critérios de correção e o cálculo atualizado da dívida.

O valor da dívida, em 30 de março de 2016, se adotados os critérios de correção postulados originariamente pela Eletrobrás, é estimado pela Companhia em R\$ 1,85 bilhão.

Em 25 de abril de 2016, a Eletropaulo protocolou junto à 5ª Vara Civil da Comarca do Rio de Janeiro pareceres de renomados contadores, indicando que a Eletropaulo não é responsável pela dívida.

Sobrevindo decisão desfavorável de mérito na 5ª Vara Civil da Comarca do Rio de Janeiro, a Eletropaulo recorrerá ao Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, requerendo efeito suspensivo com o objetivo de evitar o reinício da execução.

Caso não seja obtido o efeito suspensivo referido acima, ou seja, posteriormente encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença com decisão final desfavorável à Eletropaulo, a Eletrobrás poderá reiniciar o processo de execução contra a Companhia. No processo executivo, será necessário apresentar garantia nos termos do Código de Processo Civil Brasileiro.

É possível que, prosseguindo a execução, seja requerido o levantamento da garantia pela Eletrobrás, 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.

### **Renovação das Concessões**

A ANEEL, em 10 de junho de 2015, abriu Audiência Pública (AP nº 038/2015) com objetivo de obter subsídios para o aprimoramento do modelo de termo aditivo ao contrato de concessão para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica.

Em 10 de setembro de 2015, visando a estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica, o Tribunal de Contas da União (TCU) determinou que a ANEEL regulamentasse alguns pontos que constavam em aberto na minuta do aditivo.

Em cumprimento a esta orientação do TCU, em 24 de setembro de 2015, a agência reabriu a audiência pública, com período para envio de contribuição de 25/9/2015 a 5/10/2015, visando obter subsídios exclusivamente a respeito dos critérios objetivos ensejadores da extinção da concessão e relacionados à apuração da qualidade do serviço e da gestão econômico-financeira.

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, através 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. Os descumprimentos dos limites podem resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem a renovação das concessões.

### **Liminar ABRACE**

Como resultado da Audiência Pública nº 057/15, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.967/2015, a qual homologou novas tarifas para os clientes associados a ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres) em cumprimento à decisão liminar do processo judicial apresentado por esta associação.

Em resumo, a liminar determina a exclusão do pagamento dos associados da ABRACE de itens de custos da CDE relacionados (i) à indenização das concessões renovadas, (ii) à subvenção para a redução tarifária equilibrada, (iii) aos restos a pagar da CDE em 2014, (iv) ao atraso das obras associadas às interligações de Manaus e Macapá ao Sistema Interligado Nacional; (v) ao valor que ultrapassar o preço de referência do transporte de gás natural do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e (vi) ao combustível das Fases A e B da UTE Presidente Médici.

Com o cumprimento da decisão judicial, os consumidores da ABRACE deixarão de participar do rateio destes custos. De acordo com a referida resolução, as distribuidoras assumem este custo financeiro até o próximo reajuste tarifário anual. Ou seja, a parcela desonerada da CDE aos associados da ABRACE será rateada para os demais consumidores no próximo processo tarifário de cada distribuidora.

A Aneel visa cassar a liminar da ABRACE na justiça, mas enquanto a cassação não é efetivada, as concessionárias devem aplicar as tarifas que a Aneel homologou exclusivamente para os clientes associados à ABRACE. Adicionalmente, a ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) também recorreu à justiça para cassar a liminar, visando evitar o impacto do descasamento dos custos financeiros no fluxo de caixa das suas associadas.

Para a AES Eletropaulo o rateio do reajuste da tarifa dos associados da ABRACE só será feito em julho de 2016, o que levará a Companhia a desembolsar o reajuste dos associados não previsto na revisão tarifária ocorrida no último 4 de julho com caixa próprio, cerca de R\$ 3,5 milhões por mês. De acordo com a Aneel, aquelas concessionárias de distribuição de energia que tiverem seu equilíbrio econômico-financeiro afetado, poderão solicitar ao órgão um reajuste extraordinário.

Em dezembro de 2015, por meio de decisão judicial, a qual deu provimento ao agravo de instrumento interposto pela ABRADÉE, as distribuidoras ficaram desobrigadas a repassar à Eletrobrás, a partir de janeiro de 2016, os valores não arrecadados da CDE dos clientes associados à liminar ABRACE.

### **Manual Contabilidade Aneel e Reclassificações 2015**

Com a entrada em vigor, a partir de 1º de janeiro de 2015, do novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - "MCSE", emitido pela ANEEL, a Administração da Companhia optou por alinhar a apresentação

da demonstração dos resultados com esta orientação por entender que retrata mais adequadamente suas operações, embora não fosse requerida para fins societários. As reclassificações efetuadas com o intuito de alinhar o critério de apresentação com as melhores práticas das empresas do setor elétrico foram: (i) indicadores de continuidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI) classificados como “Outros custos operacionais”, anteriormente apresentados como “Despesas financeiras”; e (ii) a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE - classificada como “Deduções da receita operacional bruta”, anteriormente apresentada como “Custos operacionais”.

A partir de dezembro de 2015 a companhia reclassificou a atualização do ativo financeiro da concessão da rubrica “Receitas financeiras” para “Receita operacional líquida”. Esta reclassificação foi embasada em parecer técnico elaborado por especialistas externos, no qual se avaliou que o tratamento desta receita de atualização é melhorado ao classificá-la como parte da receita da atividade principal da concessionária, juntamente com as receitas derivadas das tarifas de distribuição de energia elétrica, levando-se em conta que este ativo é inerente à atividade da companhia. As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato destes dois ativos integrarem a base regulatória de remuneração. Logo, quando se analisa o negócio de distribuição de energia elétrica, o retorno da indenização ao final da concessão faz totalmente parte deste negócio, assim como o retorno das tarifas de distribuição, sendo mais consistente que, nas demonstrações dos resultados, ambos fiquem evidenciados como receita operacional líquida.

Diante do exposto acima, para melhor apresentação e comparabilidade das informações, a companhia reclassificou os saldos da demonstração dos resultados e da demonstração do valor adicionado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

## ANEXOS

Consumo - GWh <sup>1</sup>	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	4.084,6	3.923,2	-4,0%
Comercial	3.318,2	3.144,6	-5,2%
Industrial	1.194,5	1.037,1	-13,2%
Demais	710,0	689,3	-2,9%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>9.307,3</b>	<b>8.794,2</b>	<b>-5,5%</b>
Cientes Livres	2.077,1	1.926,1	-7,3%
<b>Mercado Total</b>	<b>11.384,3</b>	<b>10.720,3</b>	<b>-5,8%</b>

Consumo total (inclusive Cientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	4.084,6	3.923,2	-4,0%
Comercial	3.902,7	3.692,7	-5,4%
Industrial	2.340,6	2.075,3	-11,3%
Demais	1.056,4	1.029,1	-2,6%
<b>Total</b>	<b>11.384,3</b>	<b>10.720,3</b>	<b>-5,8%</b>

1 - Não inclui Consumo Próprio

Consumo Cativos - GWh	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	4.084,6	3.923,2	-4,0%
Comercial	3.318,2	3.144,6	-5,2%
Industrial	1.194,5	1.037,1	-13,2%
Demais	710,0	689,3	-2,9%
<b>Total Consumo Faturado</b>	<b>9.307,3</b>	<b>8.794,2</b>	<b>0,8%</b>
Consumo Próprio	9,4	9,4	-0,8%
<b>Total</b>	<b>9.316,7</b>	<b>8.803,6</b>	<b>-5,5%</b>

Faturamento - R\$ Milhões	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	1.344,4	1.932,6	43,8%
Industrial	385,8	474,5	23,0%
Comercial	1.113,1	1.506,7	35,4%
Demais	198,8	273,1	37,4%
<b>Total</b>	<b>3.042,1</b>	<b>4.186,8</b>	<b>37,6%</b>

Consumo Cientes Livres - GWh	1T15	1T16	Var (%)
Comercial	584,5	548,0	-6,2%
Industrial	1.146,2	1.038,3	-9,4%
Demais	346,4	339,8	-1,9%
<b>Total</b>	<b>2.077,1</b>	<b>1.926,1</b>	<b>-7,3%</b>

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUSD	1T15	1T16	Var (%)
Receita Líquida	107,2	201,3	87,7%
GWh	2.077,1	1.926,1	-7,3%
<b>Tarifa (R\$ mil / GWh)</b>	<b>51,6</b>	<b>104,5</b>	<b>102,5%</b>



Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	1T15	1T16	Var (%)	1T15 Part.	1T16 Part.
AES Tietê	206,3	-	0,0%	25,3%	-
Itaipú	242,1	215,7	-10,9%	21,1%	20,8%
Leilão	188,5	139,9	-25,8%	53,5%	79,2%
<i>Térmica</i>	282,2	197,9	-29,9%	17,5%	23,1%
<i>Hídrica</i>	142,8	116,0	-18,8%	36,0%	56,1%
<b>Tarifa</b>	<b>204,3</b>	<b>155,7</b>	<b>-23,8%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	1T15	1T16	Var (%)
AES Tietê	2.740	-	-100,0%
Itaipú	2.284	2.262	-1,0%
Leilão	5.786	8.602	48,7%
<i>Térmica</i>	1.896	2.511	32,4%
<i>Hídrica</i>	3.890	6.091	56,6%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%
Outros	220	205	-6,7%
<b>Volume</b>	<b>11.030</b>	<b>11.069</b>	<b>0,4%</b>

Receita Operacional - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Receita de Fornecimento	2.483,3	3.132,0	26,1%
Outras Receitas	2.043,2	2.695,4	31,9%
Ativo (Passivo) Setorial Líquido	480,7	(418,0)	-187,0%
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>5.007,2</b>	<b>5.409,4</b>	<b>8,0%</b>
Dedução da Receita Bruta	(1.822,5)	(2.529,1)	38,8%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.184,6</b>	<b>2.880,3</b>	<b>-9,6%</b>

Receita Líquida - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Residencial	1.630,8	2.265,3	38,9%
Comercial	376,1	464,2	23,4%
Industrial	1.310,9	1.782,4	36,0%
Rural	0,8	1,1	42,4%
Poder Público	111,0	151,7	36,6%
Iluminação Pública	49,5	65,5	32,1%
Serviço Público	49,1	70,0	42,6%
Bandeira Tarifária	257,8	309,7	20,1%
Remuneração do ativo financeiro	46,7	61,5	31,7%
<b>Total de Fornecimento</b>	<b>3.832,8</b>	<b>5.171,4</b>	<b>34,9%</b>
Energia no Curto Prazo	114,9	76,1	-33,8%
Não Faturado	267,5	54,8	-79,5%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(50,4)	(3,1)	-93,8%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	138,6	234,7	69,3%
Receita Ultrap. de Demanda / Excedente Reativa	(7,7)	-	-100,0%
Ressarcimento - leilões de energia	-	-	n.a.
Subvenção recursos CDE	54,8	59,6	8,6%
Receita de construção	117,9	142,0	20,5%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	480,7	(418,0)	-187,0%
Atualização do ativo financeiro da concessão	29,9	56,4	88,3%
Outros	28,2	35,6	26,5%
<b>Total Outros</b>	<b>1.174,4</b>	<b>238,0</b>	<b>-79,7%</b>
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>5.007,2</b>	<b>5.409,4</b>	<b>8,0%</b>
<b>Dedução do Resultado Bruto</b>	<b>(1.822,5)</b>	<b>(2.529,1)</b>	<b>38,8%</b>
<b>ICMS</b>	<b>(762,1)</b>	<b>(1.026,1)</b>	<b>34,6%</b>
Residencial	(376,0)	(503,7)	34,0%
Comercial	(254,6)	(347,9)	36,6%
Industrial	(97,9)	(126,5)	29,2%
Rural	(0,0)	(0,0)	59,9%
Poder Público	(13,3)	(17,9)	34,9%
Iluminação Pública	(10,0)	(13,1)	30,6%
Serviço Público	(10,3)	(17,1)	65,9%
<b>Encargos do Consumidor</b>	<b>(667,6)</b>	<b>(1.005,3)</b>	<b>50,6%</b>
PROINFA	(10,0)	(10,7)	6,5%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(29,6)	(25,3)	-14,5%
CCC	-	-	n.a.
CDE	(304,3)	(701,9)	130,6%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(323,6)	(267,4)	-17,4%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(388,9)	(494,1)	27,1%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(4,0)	(3,6)	-9,7%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.184,6</b>	<b>2.880,3</b>	<b>-9,6%</b>

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Receita Bruta	5.007,2	5.409,4	8,0%
Dedução à Receita Operacional	(1.822,5)	(2.529,1)	38,8%
<b>Receita Líquida</b>	<b>3.184,6</b>	<b>2.880,3</b>	<b>-9,6%</b>
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>3.066,8</i>	<i>2.738,4</i>	<i>-10,7%</i>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>(2.999,5)</b>	<b>(2.815,0)</b>	<b>-6,2%</b>
<b>Parcela A</b>	<b>(2.259,4)</b>	<b>(1.968,6)</b>	<b>-12,9%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.018,8)	(1.594,8)	-21,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(240,7)	(373,8)	55,3%
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(740,0)</b>	<b>(846,4)</b>	<b>14,4%</b>
Pessoal	(160,3)	(183,1)	14,2%
Entidade de Previdência Privada	(78,8)	(79,2)	0,4%
Materiais	(10,5)	(19,2)	82,2%
Serviços de Terceiros	(112,5)	(133,0)	18,2%
PCLD	(36,6)	(65,3)	78,4%
(Provisão) Reversão para contingências	(22,6)	(1,7)	-92,5%
Outros custos	(87,8)	(107,2)	22,1%
Custo de construção	(117,9)	(142,0)	20,5%
Depreciação e Amortização	(113,0)	(115,7)	2,4%
<b>EBITDA</b>	<b>298,1</b>	<b>181,0</b>	<b>-39,3%</b>
Desp. Passivo - FCESP	78,8	79,2	0,4%
Ativos e Passivos Regulatórios	(221,3)	-	-100,0%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>155,6</b>	<b>260,2</b>	<b>67,3%</b>
Receita Financeira	82,0	127,1	55,0%
Despesa Financeira	(135,8)	(163,8)	20,7%
Var. Cambial / Monetária Líquida	(60,4)	19,6	-132,4%
Resultado Financeiro	(114,2)	(17,2)	-84,9%
<b>Resultado antes da Tributação</b>	<b>70,9</b>	<b>48,1</b>	<b>-32,1%</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(24,1)	(17,5)	-27,3%
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido</b>	<b>46,8</b>	<b>30,6</b>	<b>-34,6%</b>

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	1T15	1T16	Var (%)
<b>Parcela A</b>	<b>2.259,4</b>	<b>1.968,6</b>	<b>-12,9%</b>
Energia Comprada para Revenda	2.018,8	1.594,8	-21,0%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	240,7	373,8	55,3%
<b>PMSO</b>	<b>509,2</b>	<b>588,7</b>	<b>15,6%</b>
Pessoal e Entidade de Previdência	239,1	262,2	9,7%
Pessoal	160,3	183,1	14,2%
Entidade de Previdência	78,8	79,2	0,4%
Materiais	10,5	19,2	82,2%
Serviços de Terceiros	112,5	133,0	18,2%
Outros	147,1	174,3	18,5%
<b>Total</b>	<b>2.768,7</b>	<b>2.557,3</b>	<b>-7,6%</b>

\* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

PMSO - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Pessoal	239,1	262,2	9,7%
Material	10,5	19,2	82,2%
Serviços de Terceiros	112,5	133,0	18,2%
Outras Despesas	147,1	174,3	18,5%
<b>PMSO Reportado</b>	<b>509,2</b>	<b>588,7</b>	<b>15,6%</b>
Entidade de Previdência	78,8	79,2	0,4%
PCLD e Baixas	36,6	65,3	78,4%
Contingências	22,6	1,7	-92,5%
Outros	58,1	69,3	19,2%
<b>PMSO - excluindo não gerenciáveis</b>	<b>313,1</b>	<b>373,2</b>	<b>19,2%</b>

PMSO Gerenciável - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Pessoal	157,3	178,9	13,7%
Material	10,5	19,2	82,2%
Serviços de Terceiros	107,7	126,3	17,3%
Outras Despesas	37,6	48,8	29,9%
<b>PMSO Gerenciável</b>	<b>313,1</b>	<b>373,2</b>	<b>19,2%</b>

Pessoal - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
Pessoal e Encargos	160,3	183,1	14,2%
Entidade de Previdência Privada	78,8	79,2	0,4%
<b>Total</b>	<b>239,1</b>	<b>262,2</b>	<b>9,7%</b>

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
PCLD e Baixas	36,6	65,3	78,4%
Provisão de Litígio e Contingências	22,6	1,7	-92,5%
Demais despesas*	87,8	107,2	22,1%
<b>Total</b>	<b>147,1</b>	<b>174,3</b>	<b>18,5%</b>

\* Arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

Resultado Financeiro - R\$ milhões	1T15	1T16	Var (%)
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(114,2)</b>	<b>(17,2)</b>	<b>84,9%</b>
<b>Receita Financeira</b>	<b>82,0</b>	<b>127,1</b>	<b>55,0%</b>
Renda de aplicações financeiras	23,2	13,1	43,7%
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	18,7	31,2	67,1%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica em	15,3	27,6	80,3%
Multas contratuais	1,1	2,6	143,6%
Subvenções governamentais	0,6	0,9	43,8%
Atualização de créditos tributários	0,0	0,3	1054,2%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	7,7	8,8	14,1%
Receita financeira da alienação de imóvel	3,8	2,8	25,5%
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	4,9	33,8	592,0%
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária	-	1,7	n.a.
Outras receitas financeiras	6,8	4,3	35,8%
<b>Despesa Financeira</b>	<b>(135,8)</b>	<b>(163,8)</b>	<b>20,7%</b>
Encargo de dívidas - empréstimos moeda nacional	(109,0)	(140,3)	28,8%
Subvenções governamentais	(0,6)	(0,9)	43,8%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(1,2)	(2,5)	106,2%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em curso	1,8	7,6	319,5%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(1,1)	(7,4)	602,3%
Cartas de fiança e seguros garantia	(6,5)	(10,1)	56,6%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(8,6)	5,4	163,0%
Atualização monetária - Energia livre	(2,1)	(2,7)	30,8%
Outras despesas financeiras	(8,6)	(12,9)	49,4%
<b>Variação Cambial</b>	<b>(60,4)</b>	<b>19,6</b>	<b>132,4%</b>
Itaipu	(60,9)	19,9	132,7%
Outras variações cambiais	0,6	(0,4)	165,6%



Balanço Patrimonial	1T15	1T16	Var (%)
<b>Ativo Total</b>	<b>12.527,1</b>	<b>13.233,3</b>	<b>5,6%</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>4.297,7</b>	<b>4.860,2</b>	<b>13,1%</b>
Caixa e equivalentes de caixa	250,6	125,1	-50,1%
Investimentos de curto prazo	873,9	1.133,9	29,8%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.947,7	2.330,9	19,7%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	39,6	18,2	-54,1%
Outros tributos compensáveis	110,0	79,0	-28,2%
Devedores diversos	12,3	10,2	-17,3%
Contas a receber - acordos	97,8	109,3	11,7%
Outros créditos	302,5	375,4	24,1%
Almoxarifado	59,8	78,8	31,7%
Despesas pagas antecipadamente	33,6	37,7	12,3%
Ativo financeiro setorial, líquido	569,8	561,7	-1,4%
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>8.229,5</b>	<b>8.373,1</b>	<b>1,7%</b>
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	27,0	0,0%
Outros tributos compensáveis	38,3	36,8	-4,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	504,4	450,0	-10,8%
Cauções e depósitos vinculados	456,6	459,4	0,6%
Contas a receber - acordos	14,3	8,8	-38,7%
Outros créditos	72,6	67,4	-7,1%
Ativo financeiro da concessão	1.905,7	2.094,7	9,9%
Ativo financeiro setorial, líquido	127,9	13,8	-89,2%
Investimento	12,2	13,1	7,2%
Imobilizado, líquido	10,6	45,8	333,5%
Intangível	5.086,7	5.156,4	1,4%

Balanco Patrimonial	1T15	1T16	Var (%)
<b>Passivo Total</b>	<b>12.527,1</b>	<b>13.233,3</b>	<b>5,6%</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>4.060,4</b>	<b>4.332,5</b>	<b>6,7%</b>
Fornecedores	1.615,7	1.747,2	8,1%
Empréstimos e financiamentos	83,7	76,2	-8,9%
Debêntures	667,9	719,5	7,7%
Arrendamento financeiro	2,9	13,6	376,2%
Subvenções governamentais	2,5	4,0	62,8%
IRCS a pagar	28,4	2,6	-91,0%
Outros tributos a pagar	527,6	595,2	12,8%
Dividendos e JSCP a pagar	3,9	42,7	1008,1%
Obrigações estimadas	111,4	-	-100,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	3,6	127,2	3439,9%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	590,3	597,5	1,2%
Provisão para processos judiciais e outros	154,5	172,9	11,9%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	41,9	-	-100,0%
Outras obrigações	226,3	233,8	3,3%
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>5.851,9</b>	<b>6.078,6</b>	<b>3,9%</b>
Empréstimos e financiamentos	456,8	630,3	38,0%
Debêntures	2.106,9	2.280,0	8,2%
Arrendamento financeiro	8,6	34,8	303,5%
Subvenções governamentais	9,9	14,9	50,2%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.847,0	2.695,1	-5,3%
Provisão para processos judiciais e outros	325,2	311,0	-4,4%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	19,1	37,5	96,3%
Obrigações estimadas	1,1	1,1	2,0%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	11,2	7,9	-29,7%
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>2.614,9</b>	<b>2.822,2</b>	<b>7,9%</b>
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	19,5	20,8	6,6%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	155,0	243,3	57,0%
Reserva de lucros:			
Reserva legal	235,6	244,3	3,7%
Reserva estatutária	880,8	1.007,0	14,3%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	66,4	49,2	-26,0%

## 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.

**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. 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.

**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.

**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.

**Gigawatt (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

**LTA** - Linhas de Transmissão Aérea.

**MÉDIA TENSÃO** - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kv.

**ONS** - Operador Nacional de Sistemas Elétricos. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

**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.

**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.