

## EBITDA AJUSTADO DE R\$ 334 MILHÕES NO TRIMESTRE

**Comentários do Sr. Gustavo Pimenta - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores**

Nesse trimestre, a AES Eletropaulo registrou o índice FEC de 3,92 vezes, uma redução de 13,5% quando comparado ao 3T13, demonstrando o compromisso da Companhia com a qualidade na prestação de seus serviços e o atendimento ao cliente. O índice DEC atingiu 8,34 horas. Alinhado com esse objetivo, a Companhia investiu no trimestre R\$ 151 milhões direcionados, principalmente, à melhoria da qualidade no fornecimento de energia e à redução de ocorrências na rede elétrica.

O consumo de energia na área de concessão da Companhia no 3T14 refletiu o impacto causado pela Copa do Mundo e a desaceleração econômica, o que atingiu principalmente o consumo da classe industrial. A classe comercial voltou a apresentar crescimento no trimestre e encerrou o período com alta de 1,9%. O mercado cativo e o mercado total apresentaram retração de 0,5% e 1,3% no trimestre, respectivamente.

Com relação ao desempenho financeiro, a Companhia atingiu Ebitda reportado de R\$ 422,1 milhões, em comparação aos R\$ 142,4 milhões registrados no 3T13, principalmente em função da sobrecontratação de energia no trimestre e do repasse de recursos da Conta ACR referente a custos incorridos em maio e junho. Dessa forma, a AES Eletropaulo reportou lucro líquido de R\$ 130,6 milhões no período, *versus* R\$ 27 milhões no 3T13.

O Ebitda ajustado do período foi de R\$ 333,6 milhões e o resultado líquido ajustado foi um lucro de R\$ 42,1 milhões.

### Teleconferência de resultados

07.11.2014

10h00 (BR) e 07h00 (EST)

**Código conferência:** 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:**  
<http://www.ri.aeseletropaulo.com.br>

### Índice

Destaques do 3T14	02
Contexto Setorial	03
Desempenho Operacional	06
Desempenho Financeiro	12
Ativos e Passivos regulatórios	19
Endividamento	20
Investimentos	22
Fluxo de Caixa	24
Mercado de Capitais	25
Sustentabilidade	27
Anexos	32
Glossário	40

R\$ milhões	3T13	3T14	Var (%)
Receita Líquida	2.228,6	2.934,3	31,7%
Despesas Operacionais <sup>1</sup>	(1.892,7)	(2.361,2)	24,8%
EBITDA ajustado <sup>2</sup>	374,4	333,2	-11,0%
<i>Margem EBITDA Ajustado</i>	16,8%	11,4%	-8,2 p.p.
EBITDA	142,4	422,1	196,4%
<i>Margem EBITDA</i>	6,4%	14,4%	+8,0 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado <sup>3</sup>	122,0	42,1	-65,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	27,0	130,6	383,9%
Patrimônio Líquido (PL)	2.577,7	2.422,9	-6,0%
Investimentos (Capex)	193,4	151,0	-21,9%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado pelas despesas com FCesp, ativos e passivos regulatórios e ativo possivelmente inexistente

3 - Lucro (prejuízo) líquido ajustado por ativos e passivos regulatórios e ativo possivelmente inexistente

Indicadores	3T13	3T14	Var (%)
Dívida Líquida <sup>4</sup> (R\$ milhões)	2.718,1	3.685,6	35,6%
Dívida Líquida <sup>4</sup> / PL (vezes)	1,1 x	1,5 x	
Dívida Líquida <sup>4</sup> / EBITDA Ajustado <sup>5</sup> (vezes)	2,4 x	3,0 x	
EBITDA Ajustado <sup>4</sup> /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	4,7 x	4,2 x	

Dados operacionais	3T13	3T14	Var (%)
Mercado Total (GWh)	11.429,7	11.283,6	-1,3%
Tarifa Média (R\$/GWh) <sup>6</sup>	137,1	191,9	40,0%
Funcionários	6.258	6.287	0,5%
Unidades Consumidoras / Funcionários	1.052	1.072	1,9%

4 - Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada

5 - 12 meses

6 - Tarifa Média líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 7,25 (04/11/2014)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.213 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 484 milhões

Barueri, 05 de novembro de 2014 – Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2014 (3T14). 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, conforme a legislação societária.

## DESTAQUES 3T14

### Operacional

- ↑ Redução de 0,2 p.p. nas perdas não técnicas; perdas totais de 9,8%.
- ↑ FEC reduziu-se em 13,5%, para 3,92 vezes.
- ↑ DEC de 8,34 horas, aumento de 1,9% em relação ao 3T13.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 151 milhões no trimestre.

### Financeiro

- ↑ Receita bruta de R\$ 3.962 milhões, aumento de 27% em relação ao 3T13, impulsionada pela receita de R\$ 405 milhões com venda de energia no mercado de curto prazo dada sobrecontratação de 5,2% no 3T14.
- ↓ PMSO gerenciável de R\$ 307 milhões, aumento de 9,6% em relação ao 3T13, decorrente de acordo coletivo e aprimoramento na capitalização de mão-de-obra.
- ↑ Ebitda reportado de R\$ 422 milhões, aumento de 196% em relação aos R\$ 142 milhões do 3T13.
  - Ebitda ajustado<sup>1</sup> de R\$ 334 milhões no trimestre vs. R\$ 374 milhões no 3T13.
- ↑ Lucro líquido reportado de R\$ 131 milhões no 3T14, contra lucro de R\$ 27 milhões no 3T13.
  - Lucro líquido ajustado<sup>2</sup> de R\$ 42 milhões no trimestre vs. R\$ 122 milhões no 3T13.

### Socioambiental

- ↑ Regularização de 18 mil ligações elétricas em residências de famílias de baixa renda no 3T14.
- ↑ Reciclagem ou reaproveitamento de 63% do total de resíduos gerados pela Companhia no 3T14 (4,9 mil toneladas de resíduos).

### Reconhecimentos

- ↑ A AES Eletropaulo recebeu em setembro, pelo segundo ano consecutivo, o “Troféu Transparência 2014”, concedido pela ANEFAC-FIPECAFI-SERASA EXPERIAN, como reconhecimento de melhores práticas contábeis na elaboração das demonstrações financeiras.
- ↑ A AES Eletropaulo foi a vencedora na categoria “Qualidade de Gestão” na premiação da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) concedida em julho. O prêmio reconhece as melhores distribuidoras de energia do país.

<sup>1</sup> Ebitda ajustado pelos efeitos de ativos e passivos regulatórios, despesas com o fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

<sup>2</sup> Lucro líquido ajustado pelos efeitos de ativos e passivos regulatórios e ativo possivelmente inexistente.

## CONTEXTO SETORIAL

### DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A AES Eletropaulo é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estando sujeita à regulamentação da Aneel e do Ministério de Minas e Energia. 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.

Quando os preços dos itens da Parcela A definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária oscilarem positiva ou negativamente, os mesmos impactarão o resultado da AES Eletropaulo. Porém, as variações dos itens da Parcela A somente são reconhecidas nas tarifas de energia elétrica e repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. Anteriormente à adoção do IFRS em 2010, o resultado da Companhia não oscilava devido às variações de itens da Parcela A, já que o mecanismo da CVA (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A) não permitia tal oscilação. Com a adoção do IFRS, esse mecanismo foi retirado das demonstrações financeiras apresentadas à CVM, sendo constituído apenas no balanço regulatório.

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, entretanto, 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, basicamente devido ao crescimento de mercado. Nos reajustes tarifários da Companhia do terceiro ciclo, o Fator X é calculado com base nos seguintes componentes: de produtividade - XP; de qualidade - XQ; e de trajetória de custos operacionais - XT. Ainda, o Fator X é usado para ajustar o IGP-M que deve ser aplicado ao componente da Parcela B nos reajustes anuais.

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

#### 4º CICLO DE REVISÃO TARIFÁRIA

O 4º ciclo de revisões tarifárias das distribuidoras de energia elétrica se iniciará em abril de 2015 e se encerrará em dezembro de 2019. A AES Eletropaulo será a segunda distribuidora do País a passar pela aplicação da nova metodologia, dado a proximidade da data de aniversário da sua revisão tarifária.

O cálculo do reposicionamento tarifário envolve a redefinição das tarifas de energia elétrica em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, sendo que a receita requerida corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com o retorno adequado para o capital investido.

Com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento e definição da metodologia a ser aplicada nas revisões tarifárias durante o 4º ciclo, a Aneel vem discutindo o assunto com os agentes e partes interessadas durante todo ano de 2014. Para tanto, a Aneel instaurou audiência pública em junho de 2014 com previsão de aprovação em dezembro de 2014.

A audiência pública foi dividida em duas fases, tendo a primeira fase se iniciado junho de 2014 e concluído em 1 de setembro de 2014. Na primeira fase o objetivo da Aneel foi apresentar os diagnósticos do setor de distribuição em relação a aspectos importantes, para subsidiar a definição das regras de revisão tarifária. Os diagnósticos apresentados nesta fase se referem aos seguintes temas: os custos operacionais, o fator X, o custo de capital, perdas não técnicas e técnicas, e a base de remuneração regulatória. A Companhia analisou os parâmetros propostos pela Aneel e encaminhou suas contribuições à primeira fase em setembro de 2014.

A segunda fase da audiência pública estava originalmente prevista para ocorrer de setembro de 2014 a outubro de 2014. No entanto, a previsão original da Aneel não se concretizou e a Companhia espera que esta fase ocorra entre a segunda quinzena de novembro e a primeira quinzena de dezembro. O objetivo principal dessa fase é a definição de todas as regras aplicáveis à nova metodologia, resultantes das discussões acerca dos diagnósticos apresentados na primeira fase da audiência pública, à exceção do custo de capital, dada a impossibilidade de dissociação entre as fases de cálculo e aplicação, que já será definido após o fechamento da primeira fase.

A percepção da Companhia é de que todo o processo de discussão promovido pela Aneel resulte em uma metodologia de revisão tarifária que estabeleça uma receita regulatória compatível com as obrigações de prestação de serviço e as necessidades de investimento no ciclo tarifário, através da definição de sinais regulatórios claros que objetivem a sustentabilidade do setor de distribuição.

#### EXPOSIÇÃO INVOLUNTÁRIA, DISTRIBUIÇÃO DE COTAS E LEILÃO

A promulgação da Medida Provisória n.º 579/2012 (convertida na Lei n.º 12.783/2013) antecipou para 2012 a renovação das concessões de geração que ocorreriam até 2017, determinando a alocação compulsória da garantia física destas usinas como cotas das distribuidoras. Posteriormente, o Decreto n.º 7.891/2013 estabeleceu as regras gerais para o cálculo das indenizações e das novas tarifas praticadas pelas distribuidoras que aderiram à renovação das concessões no âmbito da Lei n.º 12.783/2013, e atribuiu as distribuidoras o risco hidrológico associado às cotas de energia.

A adesão de apenas 60% das geradoras à Medida Provisória n.º 579/2012 garantiu a recontração pelas distribuidoras de parte da energia necessária, permanecendo a outra parte, cerca de 2.000 MW médios, descontraída pelo mercado regulado, como exposição involuntária.

A ausência do Leilão A-1 em 2012, associado à rescisão contratual de usinas licitadas em leilões de energia nova e ao atraso na entrada em operação comercial de dois importantes leilões (12º LEN e 2º LFA), contribuíram para a elevação da exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo em 2013, implicando em custos de aquisição de energia muito superiores à cobertura tarifária.

Na tentativa de minimizar o impacto financeiro causado às distribuidoras foi realizado o Leilão A-1 em março de 2013, o qual não registrou negociação por falta de oferta, e o Leilão A-0 em junho de 2013, o

qual também se encerrou sem negociação, por falta de oferta. Adicionalmente ao alto custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo, os custos com despacho termelétrico fora da ordem de mérito (ESS energético) e risco hidrológico, causaram grande desequilíbrio financeiro às concessionárias de distribuição, os quais foram parcialmente mitigados por aportes do Tesouro Nacional à Conta de Desenvolvimento Energético, repassados às distribuidoras para cobertura destes custos adicionais.

Em dezembro de 2013 foi realizado o Leilão A-1, visando à contratação pelas distribuidoras da demanda requerida para cobrir a exposição involuntária a partir de janeiro de 2014, todavia, apenas parte da necessidade foi recontratada pelas distribuidoras e, no caso específico da AES Eletropaulo, cerca de 59% da energia requerida foi atendida em produtos de 1 ano, 1,5 ano e 3 anos, permanecendo ainda uma exposição ao mercado de curto prazo a preços elevados em decorrência das condições hidrológicas adversas.

Mesmo com os aportes do Tesouro Nacional à Conta de Desenvolvimento Energético em 2013 e dos financiamentos obtidos pela CCEE junto aos bancos (Conta ACR) e o repasse de recursos por meio da CDE em 2014 para mitigação dos impactos financeiros das distribuidoras, o sucesso do Leilão A-1 de 2014 é essencial para a recuperação do nível de contratação médio das distribuidoras em 2015.

Não obstante, há o risco de pressão no fluxo de caixa das distribuidoras no primeiro semestre de 2015, dado que a entrada de cotas ocorrerá em julho de 2015, com a renovação de cerca de 4.500 MW médios.

Os critérios para alocação das cotas a partir de 2015 bem como os critérios para revisão das cotas existentes a partir de 2016 ainda não foram definidos, no entanto serão submetidos a uma audiência pública cuja abertura foi deliberada pela Aneel em reunião extraordinária no dia 05 de Novembro de 2014. Em linhas gerais, estas alocações deverão compartilhar os benefícios das cotas entre as distribuidoras promovendo o equilíbrio do nível de contratação, levando em consideração o seu mercado e nível de exposição.

## AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL Nº54/2014

Anualmente, no mês de dezembro, a Aneel estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. A Resolução Aneel 392/2009 estabelece que o PLD mínimo deve ser calculado com base nas estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e a Resolução Aneel 682/2003 define que o limite máximo do PLD deve ser atualizado considerando o menor valor entre (i) a usina termelétrica mais cara (com capacidade maior que 65MW) e (ii) a atualização do valor máximo do PLD estabelecido em 2003 (R\$452/MWh) pelo IGP-DI.

Em vista da atual conjuntura do setor elétrico e o fato de que o PLD, utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, tem se mantido em patamares elevados, a Aneel iniciou uma consulta pública em setembro de 2014 com o objetivo de receber contribuições dos agentes do setor e demais interessados para a definição de uma nova metodologia para os limites máximo e mínimo do PLD e que seja mais aderente à atual conjuntura. As contribuições dos agentes do setor foram encaminhadas à Aneel em outubro deste ano.

Ainda em outubro, a ANEEL instaurou a audiência pública nº 54/2014 para determinar a aplicação da metodologia de cálculo do PLD válida a partir de 2015. O prazo estimado para a conclusão desta audiência pública é 10 de novembro, com sessão presencial realizada em 3 de novembro.

### Propostas para o PLD mínimo e máximo sugeridas pela Aneel

A proposta sugerida pela Aneel no âmbito da Audiência Pública nº 54/2014 prevê a aplicação de uma nova metodologia para o cálculo do PLD mínimo e máximo. Nessa proposta, o PLD mínimo deve cobrir os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e o CFURH<sup>3</sup>. Com base nos custos de operação das usinas cotistas estimados em R\$ 24,58/MWh, adicionado da expectativa de CFURH de R\$ 5,68/MWh, definiu-se o PLD mínimo como R\$ 30,26/MWh.

<sup>3</sup> CFURH: Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.



Para a determinação do PLD máximo, a Aneel sugere a substituição da térmica de referência para a usina termelétrica Mário Lago, a qual tem com capacidade instalada de 922,62MW e Custo Variável Unitário (CVU) de R\$ 388,04/MWh. Consequentemente, o PLD máximo sugerido é de R\$ 388,04/MWh.

Adicionalmente, a ANEEL propõe que o Encargo de Serviço de Sistema - ESS provenientes do despacho de usinas termelétricas com custo unitário variável - CVU acima deste novo PLD máximo sejam pagos pelos agentes expostos, inclusive as distribuidoras, ao mercado de curto prazo.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

### CONSUMO

Consumo Cativos - GWh <sup>1</sup>	3T13 <sup>2</sup>	3T14	9M13 <sup>2</sup>	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	4.234,4	4.235,4	12.531,2	12.633,8	0,0%	0,8%
Comercial	2.906,7	2.960,9	8.997,2	9.442,6	1,9%	5,0%
Industrial	1.396,4	1.291,9	4.167,7	3.902,1	-7,5%	-6,4%
Demais	705,3	708,2	2.150,6	2.174,6	0,4%	1,1%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>9.242,8</b>	<b>9.196,3</b>	<b>27.846,8</b>	<b>28.153,0</b>	<b>-0,5%</b>	<b>1,1%</b>
Clientes livres	2.186,9	2.087,3	6.532,5	6.461,9	-4,6%	-1,1%
<b>Mercado Total</b>	<b>11.429,7</b>	<b>11.283,6</b>	<b>34.379,3</b>	<b>34.615,0</b>	<b>-1,3%</b>	<b>0,7%</b>

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	3T13 <sup>2</sup>	3T14	9M13 <sup>2</sup>	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	4.234,4	4.235,4	12.531,2	12.633,8	0,0%	0,8%
Comercial	3.436,0	3.485,8	10.637,2	11.145,3	1,5%	4,8%
Industrial	2.726,3	2.528,1	8.065,1	7.651,4	-7,3%	-5,1%
Demais	1.032,9	1.034,3	3.145,7	3.184,5	0,1%	1,2%
<b>Total</b>	<b>11.429,7</b>	<b>11.283,6</b>	<b>34.379,3</b>	<b>34.615,0</b>	<b>-1,3%</b>	<b>0,7%</b>

1 - não inclui consumo próprio

2 - considera o consumo dos serviços de condomínio na classe comercial; números de 2013 foram reclassificados.

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 3T14 com um volume de 11.283,6 GWh, uma redução de 1,3% em relação ao 3T13. Se desconsiderarmos o impacto positivo de 0,2 dia de faturamento (+19 GWh), a redução do mercado seria de 1,4% no período. Esse desempenho é reflexo da desaceleração econômica, principalmente na produção industrial, e do impacto causado pela Copa do Mundo dado que, em função dos jogos do Brasil, houve alteração da jornada de trabalho em algumas indústrias, encerramento antecipado do expediente no comércio e ponto facultativo para o funcionalismo público.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 81,5%, apresentou decréscimo de 0,5% em relação ao 3T13, totalizando 9.196,3 GWh no 3T14. O mercado cativo foi positivamente influenciado por 0,2 dia a mais de faturamento, parcialmente compensado pela migração de 2 unidades comerciais para o ACL (Ambiente de Contratação Livre). Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo teria se mantido no mesmo patamar do 3T13.

Nos 9M14, o mercado total na área de concessão da Companhia cresceu 0,7% em comparação aos 9M13, impulsionado pelo desempenho positivo das classes residencial, comercial total (cativo e livre) e demais classes que cresceram 0,8%, 4,8% e 1,2%, respectivamente. Nesse período houve 1,6 dia a menos de faturamento (-148 GWh) e, se esse efeito fosse excluído, o mercado total cresceria 1,2%. O desempenho reflete as maiores temperaturas no 1T14 que ficaram em torno de 2,5°C acima da média histórica e estimularam o uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado. Adicionalmente, o bom desempenho da atividade comercial no Estado de São Paulo e o crescimento de 1,3% da renda real na Região

Metropolitana de São Paulo (RMSP) <sup>4</sup> no acumulado até setembro contribuíram para o aumento do consumo no período.

A classe industrial total (cativo e livre) retraiu 5,1%, refletindo a menor atividade industrial na área de concessão da Companhia. O consumo da classe industrial impacta marginalmente o Ebitda da Companhia, dado que seus contratos se baseiam em demanda contratada e, na maior parte desses casos, não há margem associada ao volume de energia consumido. A demanda contratada na classe industrial total atingiu 10.542,7 MW, uma redução de 0,5% quando comparada ao 3T13 (10.592,6 MW). Nos 9M14, o aumento de demanda foi de 0,1% (31.907,7 MW).

### Desempenho do mercado por classe de consumo

#### **Residencial**

O consumo da classe residencial foi de 4.235,4 GWh no 3T14, estável em relação ao 3T13. No trimestre houve o impacto positivo de 0,2 dia de faturamento (+13 GWh). Se esse efeito fosse desconsiderado o consumo da classe residencial se reduziria 0,3% no trimestre.

Nos 9M14 a classe residencial cresceu 0,8%, influenciada pelo: (i) incremento de 93 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2014; (ii) aumento de 2,5°C, em média, nas temperaturas máximas registradas no 1T14 em comparação ao 1T13; e (iii) aumento de 1,3% da renda real da RMSP no acumulado até setembro/14. No período houve 1,1 dia a menos de faturamento (-35 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial crescesse 1,1% na comparação com os 9M13.

#### **Comercial**

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 2.960,9 GWh no 3T14 com crescimento de 1,9% na comparação com o 3T13. A classe apresentou impacto positivo de 0,1 dia a mais de faturamento (+4 GWh), compensado pela migração de clientes para o ACL (-4 GWh). O crescimento não foi maior em função do encerramento antecipado do expediente no comércio durante a Copa do Mundo.

Nos 9M14 a classe comercial cresceu 5%, influenciada: (i) pelas altas temperaturas do 1T14, que influenciaram o uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado; (ii) pelo bom desempenho do comércio no Estado de São Paulo<sup>5</sup>, que cresceu 2,4% no acumulado até agosto/14; parcialmente compensados (i) pela migração de clientes ao ACL (-71 GWh); e (ii) por -1,9 dia a menos de faturamento (-71 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe crescerá 6,5% no período.

#### **Industrial**

No 3T14, o consumo da classe industrial cativa reduziu 7,5% na comparação com o 3T13, totalizando 1.291,9 GWh devido: (i) à migração de clientes ao mercado livre (-15 GWh); (ii) à redução de 7,4% na atividade industrial no Estado de São Paulo<sup>6</sup>, nos meses de julho e agosto, resultando na adoção de sistema de layoff para ajustar a produção; e (iii) à Copa do Mundo, uma vez que algumas indústrias, principalmente as de bens duráveis, anteciparam as férias coletivas de seus colaboradores. Houve ainda o efeito positivo de 0,2 dia a mais de faturamento (+1 GWh). Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa decresceria 6,5% no trimestre.

Nos 9M14 a classe industrial cativa apresentou redução de 6,4% no consumo em comparação aos 9M13, devido: (i) à migração de clientes ao ACL (-66 GWh); e (ii) 1,7 dia a menos de faturamento (-30 GWh). Desconsiderados esses efeitos, a classe industrial se reduziria em 4,2%, refletindo a queda de 5,7% na produção industrial do Estado de São Paulo<sup>7</sup> no acumulado até agosto/14.

<sup>4</sup> Pesquisa Mensal de Emprego (PME) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

<sup>5</sup> Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

<sup>6</sup> Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

<sup>7</sup> Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) acumulado até Agosto/2014.

O Ebitda da Companhia é marginalmente impactado pelo consumo da classe industrial pois a maior parte dos contratos dessa classe se baseiam em demanda contratada e, na maior parte deles, não há margem associada ao volume de energia consumido. A demanda contratada na classe industrial total atingiu 7.289,1 MW, uma redução de 0,2% quando comparada ao 3T13 (7.306,1 MW). Nos 9M14, o aumento de demanda foi de 0,5% (22.071,5 MW). Tanto o 3T14 como o acumulado do ano foram impactados pelo desligamento de clientes, o que reduziu a demanda contratada. Se não houvesse o desligamento de clientes, a demanda contratada teria crescido 0,1% e 0,9%, respectivamente, no 3T14 e nos 9M14.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 708,2 GWh no 3T14, um crescimento de 0,4% em relação ao 3T13. Além de 0,2 dia a mais de faturamento no trimestre (+1 GWh), a classe de poderes públicos cresceu 2,3% no 3T14 dado o retorno das atividades escolares após a realização da Copa do Mundo. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cresceriam 0,3% no trimestre.

Nos 9M14, as demais classes cresceram 1,1% em relação aos 9M13 devido ao aumento de 2,0% no consumo da classe de poder público causado pelas altas temperaturas no 1T14, que influenciaram o uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado. Desconsiderando o efeito de 1,6 dia a menos de faturamento (-13 GWh), o consumo das demais classes cresceria 1,7%.

#### **Clientes Livres**

No 3T14, 2 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 unidade consumidora foi desligada, totalizando 548 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.087,3 GWh no 3T14, uma redução de 4,6% quando comparado ao 3T13 devido, principalmente, ao baixo desempenho da atividade industrial e à Copa do Mundo. Desconsiderados os efeitos de migração (19 GWh), o mercado de clientes livres se reduziria 4,1%.

Nos 9M14, 16 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 unidade retornou para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 128 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Além disso, duas unidades foram desligadas (37 GWh) nesse período. O mercado faturado dos clientes livres reduziu-se em 1,1% em função do desempenho da atividade econômica e da Copa do Mundo. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL, o mercado de clientes livres se reduziria 2,5%.

A demanda contratada pelos clientes livres atingiu 5.150,3 MW no 3T14, uma redução de 0,2% quando comparada ao 3T13 (5.159,7 MW). Nos 9M14, o aumento na demanda foi de 1,7% (15.501,7 MW no 3T14 versus 15.249,5 MW no 3T13).

Clientes Livres	Período <sup>3</sup>	número de unidades	GWh Faturado	Período <sup>3</sup>	número de unidades	GWh Faturado no ano
<b>Total de unidades</b>	2T14	547	2.212	3T13	537	8.602
Saída para Rede Básica	3T14	0	0	últimos 12 meses	0	0
Unidades Desligadas	3T14	-1	-9	últimos 12 meses	-4	-43
Unidades Novas	3T14	0	1,4	últimos 12 meses	0	1,8
Migração para ACL <sup>1</sup>	3T14	2	20	últimos 12 meses	17	286
Retorno para o ACR <sup>2</sup>	3T14	0	-0,4	últimos 12 meses	-2	-12
<b>Total de unidades</b>	3T14	548	2.087	3T14	548	8.671

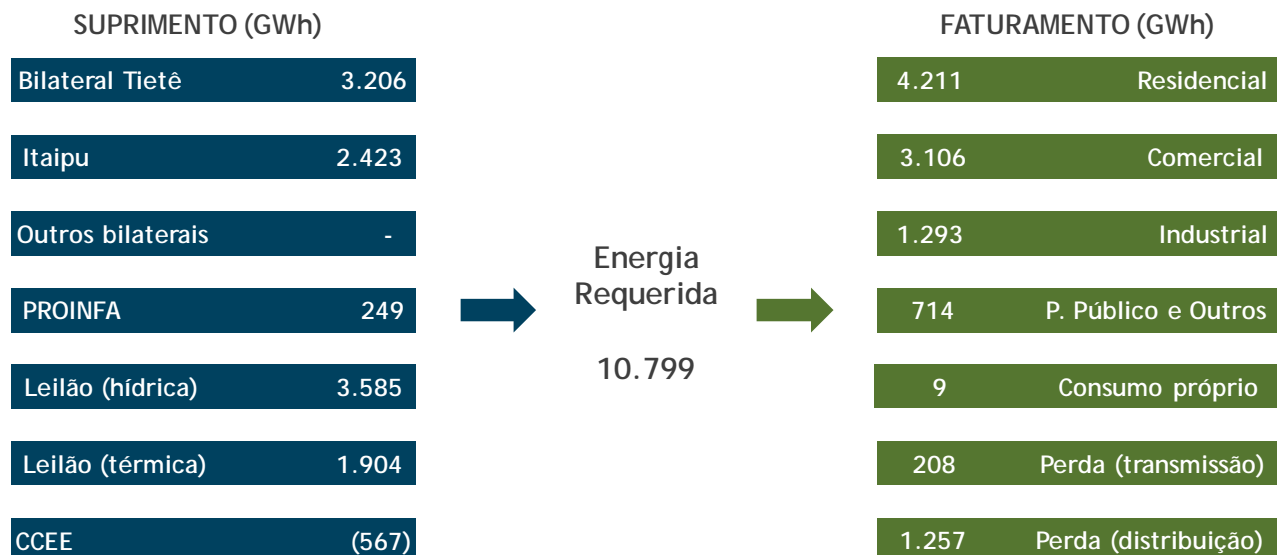
1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período



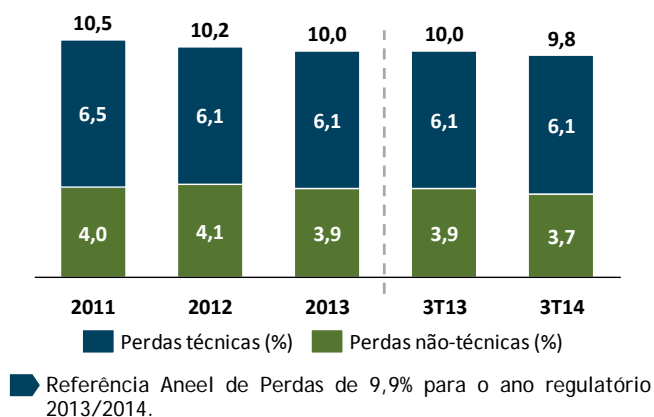
## BALANÇO ENERGÉTICO<sup>8</sup>



A AES Eletropaulo encerrou o 3T14 com um nível de contratação de energia equivalente a 105,2% da sua carga cativa devido a sazonalidade dos seus contratos de fornecimento. O superávit de 567 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 2014 é de 98,5%. A subcontratação no ano ocorreu principalmente devido: ao crescimento de mercado, ao cancelamento de contratos oriundos de leilões de energia nova (CCEARs); à insuficiência de cotas decorrente da Lei n.º 12.783/2013; (iv) ao cancelamento do Leilão A-1 de 2012; (v) à frustração dos Leilões A-0 e A-1 de 2013. Em função dessa subcontratação a distribuidora adquiriu, ao longo do primeiro semestre deste ano, energia no mercado de curto prazo, sendo que essa exposição é reconhecida pelo órgão regulador como involuntária.

### Perdas (%) - (últimos 12 meses)



<sup>8</sup> O balanço energético reflete os números do 3T14 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em setembro de 2014. Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por ela estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

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 (51.627 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,8%, sendo divididas entre perdas técnicas (6,1%) e não técnicas (3,7%). Em comparação ao 3T13, as perdas totais apresentaram redução de 0,2 p.p., em função das ações implementadas pela Companhia para redução da parcela não técnica. Nesse cenário, a AES Eletropaulo passou a intensificar suas ações de redução de perdas não técnicas para os segmentos de baixa renda e desde o final de 2011 executa um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto pela legislação. No 3T14 44,8 mil novas famílias foram cadastradas.

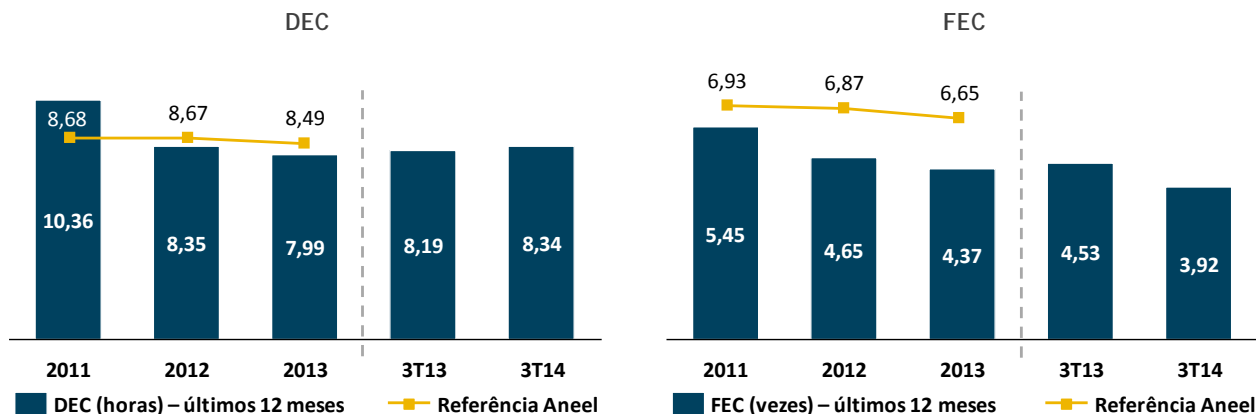
Adicionalmente, a Companhia promove outras ações para redução de perdas, incluindo esforços com a população de baixa renda, das quais destacam-se:

- (i) **inspeções de fraude:** a taxa de assertividade do 3T14 foi de 20,0% versus 14,3% no 3T13. No trimestre foram realizadas 110,6 mil inspeções e identificadas 22,1 mil irregularidades, enquanto no 3T13 foram realizadas 120,8 mil inspeções e identificadas 17,3 mil irregularidades. Nos 9M14, foram 52,1 mil irregularidades identificadas, contra 51,2 mil nos 9M13;
- (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 3T14, foram realizadas 112,2 mil visitas e recuperadas 17,2 mil instalações, ante 122,7 mil visitas e 21,6 mil instalações recuperadas no 3T13. Nos 9M14, foram recuperadas 43,7 mil instalações, contra 51,2 mil nos 9M13; e
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 3T14, foram regularizadas 18,0 mil ligações informais, contra 23,1 mil no 3T13. No acumulado do ano foram regularizadas 44,7 mil ligações informais, contra 57,0 mil nos 9M13. Para 2014 a expectativa é regularizar 57 mil ligações informais.

No 3T14, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 41,9 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 154,2 GWh de energia (*versus* 133,8 GWh no 3T13). No acumulado do ano, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 111,9 milhões e acrescentaram ao mercado faturado 465,3 GWh de energia. Esses montantes estão divididos da seguinte forma:

- (i) R\$ 15,0 milhões (57,5 GWh) no 3T14 e R\$ 38,1 milhões (164,2 GWh) nos 9M14 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 14,0 milhões (50,3 GWh) no 3T14 e R\$ 34,5 milhões (139,6 GWh) nos 9M14 como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 4,8 milhões (17,2 GWh) no 3T14 e R\$ 14,4 milhões (59,1 GWh) nos 9M14 referente à energia adicionada na recuperação de clientes cortados; e
- (iv) R\$ 8,1 milhões (29,2 GWh) no 3T14 e R\$ 25,2 milhões (103,7 GWh) nos 9M14 em outras iniciativas de combate às perdas comerciais.

### DEC e FEC - (últimos 12 meses)



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

O DEC atingiu 8,34 horas nos últimos 12 meses findos em 30 de setembro de 2014 e apresentou elevação de 1,9% em relação ao mesmo período de 2013 (8,19 horas), refletindo a maior incidência de eventos com ventanias significativas de até 70 km/h durante o período. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 3,92 vezes, uma redução de 13,5% em comparação ao ano anterior (4,53 vezes). De dezembro de 2009 a setembro de 2014, a redução do FEC foi de 36,4% e do DEC foi de 29,7%. Os limites definidos pelo regulador para os indicadores de qualidade em 2014 são de 8,29 horas para o DEC e 6,36 vezes para o FEC. A Companhia registrou o segundo melhor FEC e o sexto melhor DEC do país entre as distribuidoras de grande porte<sup>9</sup>.

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.

No 3T14, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI totalizaram R\$ 2,3 milhões, em linha com o 3T13.

<sup>9</sup> Ranking Abradee 2014. Distribuidoras com mais de 500 mil clientes.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.962,6 milhões no 3T14, um aumento de R\$ 842,3 milhões, ou 27%, quando comparada aos R\$ 3.120,2 milhões no 3T13. Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) venda de energia sobrecontratada no mercado de curto prazo a uma tarifa média de R\$ 703,26/GWh, gerando uma receita bruta de R\$ 405,3 milhões no 3T14;
- (ii) aumento de 12,98% (R\$ 355,5 milhões) na receita total de fornecimento, em função, principalmente, do reajuste tarifário de 9,06% ocorrido no último dia 04 de julho e do maior consumo da classe comercial cativa;
- (iii) redução de R\$ 82,2 milhões na amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica (R\$ 100,7 milhões no 3T14 versus R\$ 182,9 milhões no 3T13); parcialmente compensados pela
- (iv) amortização da parcela relativa à devolução do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 81,4 milhões.

Nos 9M14, a receita operacional bruta totalizou R\$ 10.251,2 milhões, um aumento de 8,7% em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pela receita de R\$ 405,3 milhões em função da venda de energia no curto prazo no 3T14.

### DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 25,9% da receita operacional bruta no 3T14, totalizando R\$ 1.028,2 milhões, um aumento de R\$ 136,5 milhões quando comparado ao 3T13. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pelo aumento de R\$ 22,4 milhões com encargos da CDE; e
- (ii) pelo aumento de R\$ 71,9 milhões em ICMS e de R\$ 39,6 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável.

Nos 9M14, as deduções somaram R\$ 2.863,3 milhões, um aumento de 3,7% em relação aos 9M13. A variação é explicada principalmente pelo aumento de R\$ 27,6 milhões com ICMS, de R\$ 23,5 milhões com PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável e de R\$ 67,3 milhões no encargo da CDE, parcialmente compensados pela redução no encargo da CCC (R\$ 28,8 milhões).

### RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.934,3 milhões no 3T14, um aumento de R\$ 705,7 milhões, ou 31,7%, quando comparada ao 3T13, devido a maior receita de fornecimento em R\$ 355,5 milhões decorrente do último reajuste tarifário, a receita da venda de energia no curto prazo de R\$ 405,3 milhões e redução de R\$ 82,2 milhões na amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica (R\$ 100,7 milhões no 3T14 versus R\$ 182,9 milhões no 3T13); parcialmente compensados pela amortização da parcela relativa à devolução do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 81,4 milhões.

Nos 9M14, a receita operacional líquida foi de R\$ 7.387,9 milhões, 10,8% maior que o registrado nos 9M13 (R\$ 6.666,9 milhões) principalmente em função do aumento de 2,3% na receita de fornecimento e da energia vendida no curto prazo. Esse aumento foi parcialmente compensado pela amortização do passivo regulatório formado por conta da postergação do 3RTP no montante de R\$ 463,7 milhões, R\$ 280,8 milhões maior do que nos 9M13 (R\$ 182,9 milhões), e pela restituição de R\$ 81,4 milhões no 3T14 referente ao ativo possivelmente inexistente.

Desconsiderando a receita de construção de R\$ 151 milhões do 3T14, a receita operacional líquida foi de R\$ 2.783,3 milhões, 36,8% maior do que no 3T13. Nos 9M14 a receita operacional líquida, excluindo a receita de construção, foi de R\$ 6.931,7 milhões, 13% maior que nos 9M13.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 2.637,3 milhões no 3T14, um aumento de 20,2% em relação ao 3T13, principalmente em função do aumento de 33,3% nos custos com energia comprada para revenda. Nos 9M14, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 7.855,0 milhões, um incremento de 26,4% em relação aos 9M13, impulsionado pelo incremento de 43,6% nos custos com compra de energia. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
<b>Parcela A</b>	<b>1.516,7</b>	<b>1.926,1</b>	<b>4.161,3</b>	<b>5.812,4</b>	<b>27,0%</b>	<b>39,7%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.348,5	1.797,3	3.806,7	5.466,1	33,3%	43,6%
Transmissão	164,2	124,9	338,8	334,4	-23,9%	-1,3%
Taxa de fiscalização Aneel	4,0	4,0	15,8	11,9	0,2%	-24,7%
<b>PMSO</b>	<b>376,1</b>	<b>435,1</b>	<b>1.192,4</b>	<b>1.246,0</b>	<b>15,7%</b>	<b>4,5%</b>
Pessoal e Entidade de Previdência	220,2	233,5	640,9	682,8	6,0%	6,5%
Pessoal	140,0	162,0	383,8	468,5	15,7%	22,1%
Entidade de Previdência Privada	80,2	71,5	257,1	214,3	-10,9%	-16,6%
Materiais	11,6	12,5	34,1	33,2	8,3%	-2,5%
Serviços de Terceiros	106,7	112,9	335,5	335,7	5,8%	0,1%
Outros	37,6	76,2	181,8	194,2	102,8%	6,8%
<b>Total</b>	<b>1.892,7</b>	<b>2.361,2</b>	<b>5.353,6</b>	<b>7.058,4</b>	<b>24,8%</b>	<b>31,8%</b>

### Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como “Parcela A” são repassadas à tarifa. Com a adoção do IFRS, a contabilidade da Companhia não reflete mais os valores referentes à Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA. No entanto, a apuração da CVA na contabilidade regulatória continua sendo realizada para atender às exigências da Aneel, permanecendo o seu controle inalterado. Detalhes podem ser consultados na página 17 deste Release e na Nota Explicativa n.º 35 das Demonstrações Contábeis da Companhia.

### Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 3T14, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 33,3% (R\$ 448,8 milhões) em comparação ao 3T13, totalizando R\$ 1.797,3 milhões. Essa variação é resultado do aumento de 39,6% no preço médio da energia comprada e do aumento de 6,1% no volume de energia comprada (11.470 GWh no 3T14 versus 10.807 GWh no 3T13). A despesa foi parcialmente compensada pelo repasse de recursos por meio da Conta-ACR relativo a maio e junho e contabilizado no 3T14, no montante de R\$ 218,2 milhões, dos quais R\$ 125,6 milhões referem-se à exposição de curto prazo e R\$ 92,7 milhões referem-se ao despacho térmico.

Abaixo estão detalhadas as variações nas despesas com compra de energia elétrica:



- (i) **Energia no curto prazo:** efeito positivo de R\$ 34,3 milhões *versus* despesa de R\$ 105,5 milhões no 3T13 em função do excedente financeiro da CCEE decorrente da diferença de PLD entre submercados em junho e liquidado na CCEE em julho;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 604,0 milhões maiores, resultado do aumento no volume e no preço médio, conforme abaixo:
  - a. **Térmicas por disponibilidade:** maior volume de energia comprada em 17,7% e preço médio superior em 77,0%, totalizando um aumento de R\$ 329,4 milhões;
  - b. **Hídricas:** aumento de 90,6% no preço médio e de 8,9% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 274,7 milhões.
- (iii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 153,6 milhões, em função do maior volume contratado em 22,7% e do reajuste de 6,2% no preço do contrato, ocorrido em julho de 2014; e
- (iv) **Itaipu:** redução de R\$ 0,8 milhão, em função do menor volume de energia adquirido no período em 3,8%, parcialmente compensado pelo maior preço médio desse contrato em 3,7% (reflexo da maior cotação do dólar entre os períodos).

Nos 9M14, a despesa com energia comprada para revenda totalizou R\$ 5.466,1 milhões, um aumento de 43,6% (R\$ 1.659,4 milhões) em comparação aos 9M13, principalmente em função do aumento de 33% no preço médio da energia comprada e do aumento de 3% no volume de energia comprada (33.545 GWh nos 9M14 *versus* 32.557 GWh nos 9M13). A despesa foi parcialmente compensada pelo repasse de recursos por meio da CDE e da Conta-ACR no montante de R\$ 1.296,9 milhões.

Abaixo estão detalhadas as variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **Energia no curto prazo:** custos R\$1.024,9 milhões maiores do que o registrado nos 9M13 em função do maior volume e preço da energia comprada na CCEE no comparativo entre os períodos;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 1.316,3 milhões maiores, resultado do aumento no volume e no preço médio, conforme abaixo:
  - a. **Térmicas por disponibilidade:** maior volume de energia comprada em 10,5% e preço médio superior em 57,0%, totalizando um aumento de R\$ 792,1 milhões;
  - b. **Hídricas:** aumento de 74,3% no preço médio e de 4,1% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 524,3 milhões.
- (iii) **AES Tietê:** redução de R\$ 12,9 milhões, em função do menor volume contratado em 7,2% apesar do reajuste no preço do contrato, ocorrido em julho de 2014; e
- (iv) **Itaipu:** aumento de R\$ 52,0 milhões em função do maior preço médio do contrato em 9,4% (reflexo da maior cotação do dólar entre os períodos), parcialmente compensado pelo menor volume de energia adquirido no período (-3,3%).

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/MWh)	3T13	3T14	9M13	9M14	Part.% 3T13	Part.% 3T14	Part.% 9M13	Part.% 9M14
AES Tietê	193,8	205,9	186,1	199,0	25,7%	28,6%	26,2%	25,3%
Itaipu	127,5	132,3	119,9	131,2	24,8%	21,6%	23,8%	23,2%
Leilão	111,8	208,0	120,3	200,3	49,2%	49,9%	49,8%	51,5%
Térmica	186,5	330,0	219,0	343,9	16,0%	17,1%	14,3%	17,5%
Hídrica	75,7	144,2	72,3	126,1	33,2%	32,8%	35,5%	34,0%
Tarifa (R\$/MWh)	136,8	191,1	138,3	184,0	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprada por Fonte* - (MWh)	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
AES Tietê	2.614	3.206	8.504	7.889	22,7%	-7,2%
Itaipu	2.518	2.421	7.405	7.163	-3,8%	-3,3%
Leilões	5.005	5.595	15.028	15.957	11,8%	6,2%
Térmica	1.630	1.919	4.918	5.435	17,7%	10,5%
Hídrica	3.375	3.676	10.110	10.523	8,9%	4,1%
Energia no Curto Prazo	394	0	884	1.839	N.D.	108,0%
Outros	247	249	699	696	0,5%	-0,5%
<b>Volume (GWh)</b>	<b>10.807</b>	<b>11.470</b>	<b>32.557</b>	<b>33.545</b>	<b>6,1%</b>	<b>3,0%</b>

\* de acordo com o balanço energético

### Despesas com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 124,9 milhões no 3T14, uma redução de 23,9% em comparação ao 3T13. Tal redução se deve principalmente pelo efeito positivo na liquidação da CCEE de R\$ 123,0 milhões referente ao recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) determinado pela ANEEL, parcialmente compensado pela maior despesa com uso da rede básica em função do aumento de 55% da tarifa TUST.

No acumulado do ano as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram uma redução de 1,3% em comparação ao mesmo período do ano anterior. A redução se deve principalmente ao efeito positivo na liquidação da CCEE de R\$ 282,3 milhões de ajuste financeiro referente ao alívio retroativo do Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e do recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) determinado pela ANEEL, parcialmente compensados pela maior despesa com uso da rede básica e ESS dado o repasse de recurso da CDE ocorrido nos 9M13 no montante de R\$ 420,6 milhões.

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

No 3T14, o PMSO reportado foi de R\$ 435,1 milhões, um aumento de 15,7%, ou R\$ 59 milhões, em comparação ao mesmo período de 2013.

Nos 9M14, o PMSO reportado foi de R\$ 1.246,0 milhões, um crescimento de 4,5%, ou R\$ 53,6 milhões, em comparação aos 9M13.

PMSO - em R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T13 x 3T14	Var (%) 9M14 x 9M13
Pessoal	220,2	233,5	640,9	682,8	6,0%	6,5%
Material	11,6	12,5	34,1	33,2	8,3%	-2,5%
Serviços de Terceiros	106,7	112,9	335,5	335,7	5,8%	0,1%
Outras despesas	37,6	76,2	181,8	194,2	102,8%	6,8%
<b>PMSO - reportado</b>	<b>376,1</b>	<b>435,1</b>	<b>1.192,4</b>	<b>1.246,0</b>	<b>15,7%</b>	<b>4,5%</b>
Entidade de Previdência Privada	80,2	71,5	257,1	214,3	-10,9%	-16,6%
PCLD e Baixas	(9,2)	16,4	(10,2)	50,0	-279,1%	-592,7%
Provisão de litígios e contingências, líquida	19,5	9,8	67,7	43,8	-49,4%	-35,3%
Outros	5,1	30,0	46,3	36,3	484,2%	-21,7%
<b>PMSO - excluindo não gerenciáveis</b>	<b>280,5</b>	<b>307,4</b>	<b>831,4</b>	<b>901,6</b>	<b>9,6%</b>	<b>8,4%</b>

### Pessoal

Pessoal - em R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T13 x 3T14	Var (%) 9M14 x 9M13
Pessoal e Encargos	140,0	162,0	383,8	468,5	15,7%	22,1%
Entidade de Previdência Privada	80,2	71,5	257,1	214,3	-10,9%	-16,6%
<b>Total</b>	<b>220,2</b>	<b>233,5</b>	<b>640,9</b>	<b>682,8</b>	<b>6,0%</b>	<b>6,5%</b>

- **Despesas com Pessoal e Encargos**

No 3T14, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 162 milhões, um aumento de 15,7% em comparação ao 3T13. Essa variação deve-se, sobretudo, ao efeito do aprimoramento no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex (R\$ 8,7 milhões) como preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ser implementado em 2015 pela ANEEL. Além disso, afetaram a linha de pessoal o reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de 2014 (R\$ 6,1 milhões) e maiores custos com assistência médica em 2014 (R\$ 2 milhões).

No acumulado do ano, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 468,5 milhões, um aumento de 22,1% em comparação aos 9M13. Essa variação deve-se, principalmente, ao efeito da mudança no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex (R\$ 24,9 milhões), ao reajuste de remuneração e benefícios (R\$ 30,2 milhões), à internalização de equipes (R\$ 10 milhões), maiores custos com assistência médica (R\$ 8 milhões) e R\$12 milhões aprimoramento de critério de rateio de desativação de ativos.

- **Despesa com Entidade de Previdência Privada**

No 3T14, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 71,5 milhões, uma redução de 10,9% em comparação ao 3T13. Essa redução decorre do aumento da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 3,75%, no encerramento de 2012, para 6,4% no recálculo de dezembro de 2013.

Nos 9M14, a despesa com entidade de previdência privada foi de R\$ 214,3 milhões, uma redução de 16,6% em comparação aos 9M13, decorrente da diferença na taxa de desconto.

### Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 3T14, as despesas com materiais e serviços de terceiros apresentaram um incremento de 6,1% em comparação ao 3T13, totalizando R\$ 125,5 milhões. Essa variação deve-se aos maiores gastos com terceirização de lojas (R\$ 4,2 milhões) e com infraestrutura de TI e Data Center referente à implantação da Bandeira Tarifária e Resolução nº. 479 (R\$ 2,5 milhões).

Nos 9M14 as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 368,9 milhões, uma redução de 0,2% em comparação aos 9M13. Esse desempenho é explicado por custos não recorrentes registrados no 1T13 referente a rescisões contratuais e internalização de equipes de emergência, compensado por uma redução de R\$ 9,0 milhões com menores custos com call center.

### Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas no grupo de outras despesas operacionais são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão para litígios e contingências; e (c) Demais despesas, conforme detalhado no quadro abaixo:

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T13 x 3T14	Var (%) 9M14 x 9M13
PCLD e Baixas	(9,2)	16,4	(10,2)	50,0	-279,1%	-592,7%
Provisão de litígios e contingências, líquida	19,5	9,8	67,7	43,8	-49,4%	-35,3%
Demais *	27,3	49,9	124,3	100,4	82,9%	-19,2%
<b>Total</b>	<b>37,6</b>	<b>76,2</b>	<b>181,8</b>	<b>194,2</b>	<b>102,8%</b>	<b>6,8%</b>

\* Arrendamentos e aluguéis, Indenizações, Perdas e Danos, Publicidade, Tarifas Bancárias, IPTU etc

No 3T14, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 76,2 milhões, um incremento de 102,8% em comparação ao 3T13. Essa variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) evento não recorrente, no 3T13, de reversão da provisão da Prefeitura de Carapicuíba no valor de R\$ 14,0 milhões, devido à quitação do montante superior a 30% do valor total negociado; e

- (ii) maior despesas com desativação e baixas de ativos que passaram de R\$ 5,7 milhões no 3T13 para R\$ 17,7 milhões no 3T14.

Nos 9M14, o grupo de outras despesas operacionais atingiu R\$ 194,2 milhões, um aumento de 6,8% em comparação aos 9M13, explicada pela reversão de PCLD referente aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) no montante de R\$ 59 milhões e reversão de provisão da Prefeitura de Carapicuíba em R\$ 14 milhões. Além disso, houve o efeito não recorrente no 1T13 com provisão de caso cível de rescisão contratual, no montante de R\$ 17 milhões, parcialmente compensando pela redução de despesas com desativação e baixas de ativos (R\$ 23,9 milhões).

## EBITDA AJUSTADO

No 3T14, o Ebitda Ajustado (pelos ativos e passivos regulatórios, ativo possivelmente inexistente e despesas com o fundo de pensão) foi de R\$ 333,6 milhões, contra R\$ 374,4 milhões no 3T13. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 26,9 milhões de crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas; parcialmente compensado por
- (ii) R\$ 26,9 milhões decorrente das maiores despesas com PMSO gerenciável, incluindo R\$ 8,7 milhões do aprimoramento no processo de contabilização de custos; e
- (iii) R\$ 40,8 milhões decorrente de maiores despesas com PMSO não gerenciável.

No 9M14, o Ebitda Ajustado (pelos ativos e passivos regulatórios, ativo possivelmente inexistente e despesas com o fundo de pensão) foi de R\$ 958,2 milhões, um crescimento de 8,3%, ou R\$ 73,3 milhões. O aumento é explicado pelo impacto positivo de R\$ 169,6 milhões com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas, compensando pela maior despesa com PMSO gerenciável, em R\$ 70,1 milhões, incluindo o aprimoramento no processo de contabilização de custos no montante de R\$ 24,9 milhões.

O Ebitda Reportado no 3T14 foi positivo em R\$ 422,1 milhões, ante um resultado positivo de R\$ 142,4 milhões no 3T13, principalmente em função: (i) da receita proveniente da venda de energia no mercado de curto prazo dada a sobrecontratação da Companhia, compensado (ii) pela devolução de R\$100,7 milhões referente à parcela de amortização do passivo regulatório formado com a postergação, pela Aneel, da 3RTP e (iii) pela devolução da parcela do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 81,4 milhões. No 3T14 a Companhia contabilizou e recebeu os aportes de recursos da Conta-ACR referentes a maio e junho no montante de R\$ 218,2 milhões.

Nos 9M14, o Ebitda Reportado foi negativo em R\$ 126,6 milhões, ante um resultado positivo de R\$ 780,2 milhões nos 9M13, principalmente em função dos custos com compra de energia e da devolução de R\$ 463,1 milhões referente à amortização do passivo regulatório e R\$ 81,4 milhões referente à devolução do ativo possivelmente inexistente. No acumulado do ano, a Companhia contabilizou os aportes de recursos da CDE e da Conta-ACR no montante de R\$ 1,3 bilhão, em comparação ao R\$ 1,0 bilhão contabilizado nos 9M13.

O Ebitda ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e despesas com fundo de pensão, o qual é previsto nos covenants das dívidas da Companhia, foi de R\$ 252,2 milhões no 3T14 e de R\$ 903 milhões no acumulado do ano.

## RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 3T14 uma despesa financeira de R\$ 98,3 milhões, ante uma receita financeira de R\$ 7,5 milhões no 3T13. O aumento da despesa financeira é explicado, principalmente, por:

- (i) R\$ 39,0 milhões em função da maior taxa de juros no período (CDI no 3T14 de 10,81%, contra 8,33% no 3T13) e do aumento no saldo da dívida líquida;

- (ii) R\$ 39,9 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão<sup>10</sup>; e
- (iii) R\$ 18,8 milhões em função da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu.

Nos 9M14, a Companhia registrou uma despesa financeira de R\$ 148,9 milhões, ante uma despesa financeira de R\$ 27 milhões nos 9M13. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo efeito líquido do CDI no montante de R\$ 77,7 milhões em função do aumento da taxa de juros e do menor saldo de aplicações. Além disso, houve a redução de R\$ 25 milhões referente à atualização monetária do valor justo dos ativos de concessão, parcialmente compensados pela redução de R\$ 13,4 milhões em penalidades pagas à Aneel.

### **Receitas Financeiras**

As receitas financeiras totalizaram R\$ 41,7 milhões no 3T14, uma redução de 23,6% em relação aos R\$ 54,6 milhões registrados no 3T13. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela redução de R\$ 8,4 milhões nos rendimentos com aplicações financeiras, dado o menor saldo médio de aplicações no período (R\$ 670,7 milhões no 3T14, contra R\$ 1.223,5 milhões no 3T13).

Nos 9M14, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 113,0 milhões, uma redução de 17,2% em comparação aos 9M13 (R\$ 136,4 milhões). O desempenho é explicado, principalmente, pela queda no rendimento de aplicações financeiras no período, devido ao menor saldo médio de aplicações (R\$ 633,6 milhões nos 9M14 contra R\$ 930,1 milhões nos 9M13).

### **Despesas Financeiras**

As despesas financeiras do 3T14 totalizaram R\$ 119,5 milhões, um aumento de 33,3% em comparação ao 3T13 (R\$ 89,6 milhões). Essa variação é explicada, principalmente pelo aumento do CDI que impactou em R\$ 17,3 milhões e pelo aumento do saldo da dívida com impacto de R\$ 13,2 milhões.

Nos 9M14, as despesas financeiras atingiram R\$ 322,8 milhões, um aumento de 27,7% em comparação aos 9M13. Essa variação deve-se, principalmente, ao aumento de R\$ 73,4 milhões com encargos de dívida, em função da maior taxa de juros do período, além do aumento do saldo da dívida.

### **Variações Monetárias e Cambiais Líquidas**

No 3T14, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram uma despesa de R\$ 20,5 milhões, contra a receita de R\$ 42,6 milhões registrada no 3T13. Este desempenho é explicado:

- (i) R\$ 18,8 milhões em função da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu; e
- (ii) R\$ 39,9 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão;

No acumulado do ano, as variações monetárias e cambiais líquidas totalizaram uma receita de R\$ 60,9 milhões, queda de 31,8% em relação ao mesmo período de 2013. Tal decréscimo é devido ao impacto negativo de R\$ 25,0 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão.

### **LUCRO LÍQUIDO AJUSTADO**

No 3T14, a Companhia apresentou lucro líquido ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e restituição de ativo possivelmente inexistente de R\$ 42 milhões *versus* lucro líquido de R\$ 122 milhões registrados no 3T13. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 17,8 milhões de impacto positivo com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas e R\$ 5,8 milhões com redução de previdência privada; parcialmente compensado por

---

<sup>10</sup> Investimentos que não serão totalmente depreciados até o final da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 3 das Demonstrações Financeiras.



- (ii) R\$ 44,7 milhões de aumento do Opex gerenciável e não gerenciável; e
- (iii) R\$ 58,5 milhões relativo ao aumento com depreciação e resultado financeiro, compensado por uma redução de IR/CS.

Nos 9M14, a Companhia registrou um lucro líquido ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e restituição de ativo possivelmente inexistente de R\$ 172 milhões, contra um lucro líquido ajustado de R\$ 144 milhões nos 9M13. O desempenho é explicado pelo impacto positivo de (i) R\$ 112,2 milhões com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas; (ii) R\$ 35,4 milhões com maior Opex, incluindo previdência privada; e (iii) R\$ 48,5 milhões de aumento com depreciação e resultado financeiro, compensado pela redução de IR/CS.

O resultado reportado no 3T14 foi um lucro líquido de R\$ 130,6 milhões, contra um lucro líquido de R\$ 27,0 milhões no mesmo período do ano anterior, em função, principalmente, da sobrecontratação de energia e do repasse de recursos da Conta-ACR relativo a maio e junho, contabilizado no 3T14. Nos 9M14, a Companhia registrou um prejuízo líquido reportado de R\$ 407,3 milhões, ante um lucro líquido de R\$ 271,4 milhões no 9M13.

## 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).

A partir da 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.

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	3T13	3T14	9M13	9M14
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	50,8	651,3	386,1	(21,7)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(194,8)	(423,4)	(174,1)	(809,8)
<b>Total</b>	<b>(144,0)</b>	<b>227,9</b>	<b>212,1</b>	<b>(831,5)</b>

No 3T14, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 651,3 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 423,4 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 227,9 milhões no resultado da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 100,7 milhões referente à amortização da 1ª parcela relativa à devolução de 32,5% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP; e
- (ii) efeito positivo de R\$ 290,4 milhões referentes, principalmente, à venda de energia.

Nos 9M14, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 21,7 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 809,8 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 831,5 milhões no resultado da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 463,1 milhões referente à amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP; e
- (ii) efeito negativo de R\$ 360,6 milhões referente, principalmente, à compra de energia;

No quadro abaixo, está demonstrado o resultado que seria auferido pela Companhia, caso os ativos e passivos regulatórios ainda transitassem no seu resultado.

Ativos e Passivos Regulatórios	3T13	3T14	9M13	9M14
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	27,0	130,6	271,4	(407,3)
(Ativos) / Passivos regulatórios - líquido de IR/CS	(95,1)	150,4	140,0	(548,8)
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios <sup>1</sup></b>	<b>122,0</b>	<b>(19,9)</b>	<b>131,5</b>	<b>141,5</b>

1 - Não ajustado pela restituição do ativo possivelmente inexistente

No quadro abaixo, estão demonstrados os ativos e passivos regulatórios estimados pela Companhia, acumulados até 30 de setembro de 2014, e que serão compensados em períodos futuros:

A receber/(pagar) em trimestres futuros	Ciclo 2013/2014	Ciclo 2014/2015	Total
Variações da Parcela A	251,9	201,2	453,1
Efeitos da postergação da revisão tarifária	(302,0)	-	(302,0)
Fator Xe	(83,1)	-	(83,1)
BRR Incremental (Dezembro 2013)	118,1	-	118,1
<b>Total</b>	<b>(15,1)</b>	<b>201,2</b>	<b>186,1</b>

## ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, e de acordo com os critérios utilizados para o cálculo dos covenants da Companhia, o corredor contábil da Fundação Cesp (R\$ 1.340,3 milhões) não é considerado no saldo total da dívida.

Em 30 de setembro de 2014, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 941,5 milhões, valor R\$ 346,3 milhões inferior ao mesmo período de 2013.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.685,6 milhões, um aumento de 35,6% em relação ao 3T13. Esse aumento reflete o menor saldo de caixa do período, somado a:

- (i) emissão de Notas Promissórias (R\$190 milhões), liberação da 1ª parcela referente ao 2º contrato com a FINEP (R\$ 29 milhões) e emissão de debêntures (R\$350 milhões); parcialmente compensados pela amortização:
- (ii) da 2ª parcela do CCB com o Bradesco (R\$ 30 milhões) e
- (iii) da 2ª parcela da 13ª emissão de debêntures (R\$20 milhões).

Dívida - R\$ milhões	3T13	3T14
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.807,4	3.380,0
Fundo de Pensão	1.198,5	1.247,2
(-) Disponibilidades <sup>(1)</sup>	1.287,8	941,5
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.718,1</b>	<b>3.685,6</b>
Ebitda (últimos 12 meses)	765,7	-177,5
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	297,7	295,0
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	60,4	1.107,4
<b>Ebitda ajustado (últimos 12 meses)</b>	<b>1.123,7</b>	<b>1.224,8</b>
<b>Despesa financeira sobre empréstimos <sup>(2)</sup></b>	<b>(239,6)</b>	<b>(291,5)</b>
<b>Dívida líquida <sup>(2)</sup>/Ebitda ajustado</b>	<b>2,4</b>	<b>3,0</b>
<b>Ebitda ajustado/Despesa financeira <sup>(2)</sup></b>	<b>4,7</b>	<b>4,2</b>

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

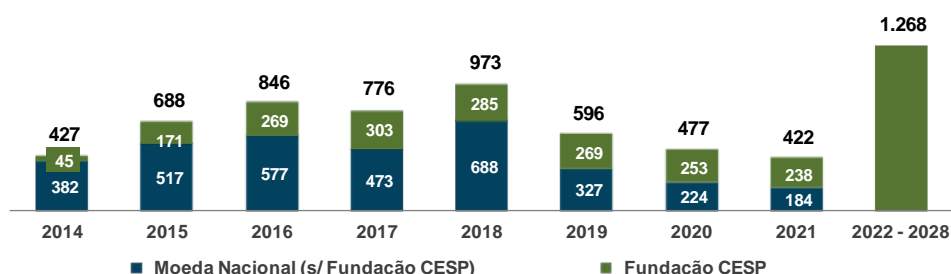
(2) Despesa financeira para fins de covenants não consideram reserva de reversão e taxas/fees de debêntures.

O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo passou de CDI + 1,19% a.a. em 30 de setembro de 2013 para CDI + 1,27% a.a. em 30 de setembro de 2014 em função, principalmente, da emissão de novas dívidas no período. O prazo médio da dívida em 30 de setembro de 2013 era de 6,3 anos, patamar superior ao prazo de 5,3 anos em 30 de setembro de 2014.

Considerando o Ebitda Ajustado<sup>11</sup> dos 12 meses findos em setembro de 2014, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 3,0x e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira de 4,2x. Os covenants das dívidas vigentes no 3T14 são: (i) Dívida Líquida/Ebitda Ajustado não pode ser superior a 3,5x e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x de forma que, em 30 de setembro de 2014, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos em seus contratos de dívida. O descumprimento dos limites contratuais, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia, que apresenta poucos vencimentos no curto prazo.

### Cronograma de amortização - R\$ milhões



<sup>11</sup>O Ebitda ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil (excluindo as receitas e despesas financeiras), depreciação e amortização e despesas com Previdência Privada. Adicionalmente, é ajustado com o impacto 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 do serviço acima.

## INVESTIMENTOS

No 3T14, a AES Eletropaulo investiu R\$ 151 milhões. Do total, R\$ 130,9 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 20,0 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 453,2 milhões, sendo que R\$ 399,6 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 53,6 milhões foram financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	94,7	70,3	290,8	233,3	-25,7%	-19,8%
Confiabilidade Operacional	35,8	38,7	108,6	114,5	8,0%	5,4%
Recuperação de Perdas	7,1	3,5	19,7	5,7	-51,1%	-71,2%
Tecnologia da Informação	7,7	8,8	20,3	21,3	14,1%	4,9%
Outros	9,5	9,7	23,1	24,9	1,2%	7,9%
<b>Total (c/ recursos próprios)</b>	<b>154,8</b>	<b>130,9</b>	<b>462,5</b>	<b>399,6</b>	<b>-15,5%</b>	<b>-13,6%</b>
Financiado pelo cliente	38,6	20,0	70,6	53,6	-48,0%	-24,1%
<b>Total</b>	<b>193,4</b>	<b>151,0</b>	<b>533,1</b>	<b>453,2</b>	<b>-21,9%</b>	<b>-15,0%</b>

Em 2014 a Companhia planeja investir R\$ 600,2 milhões. Desse montante, são previstos R\$ 550,0 milhões com recursos próprios e R\$ 50,2 milhões financiados pelos clientes.

### Principais Investimentos - 3T14 e 9M14

**Serviços ao Cliente e expansão do Sistema** - Visa ao 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 3T14, R\$ 40,3 milhões foram investidos na adição de 43,9 mil novos clientes (10,0 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e R\$ 30 milhões foram investidos na expansão do sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia. Destacam-se a ampliação da ETD Jordanesia em 20 MVA e a inauguração de quatro novos circuitos primários de distribuição. Tais obras beneficiarão uma população de aproximadamente 50 mil habitantes.
- Nos 9M14 foram investidos R\$ 107,8 milhões para atender à adição de 121 mil novos clientes (37,6 mil estão relacionados às regularizações de ligações ilegais) e R\$ 125,5 milhões foram investidos na expansão do sistema, cujas obras de expansão beneficiaram aproximadamente 410 mil habitantes no período.

**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 3T14, foram investidos R\$ 38,7 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 1.030 km da rede; e (ii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- Nos 9M14 foram investidos R\$ 114,5 milhões, destinados principalmente a manutenção de 3.029 km 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 3T14 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 3,5 milhões. Foram realizadas 12,7 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 7,2 mil irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.
- No acumulado 2014 foram investidos R\$ 5,7 milhões em recuperação de perdas, totalizando 39,4 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 25,7 mil irregularidades por meio de inspeções de fraudes e anomalias.

**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 3T14 foram investidos R\$ 8,8 milhões em projetos de TI e nos 9M14 foram investidos um total de R\$ 21,3 milhões.

#### **Outros**

- No 3T14, foram investidos R\$ 9,7 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 2 milhões foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 2,9 milhões referentes à renovação da frota de veículos, R\$ 0,9 milhão em reforma de instalação e R\$ 0,8 milhão em alarme perimetral, entre outros investimentos.
- Nos 9M14 foram investidos R\$ 24,9 milhões em projetos de TI, R\$ 5,2 milhões referentes a muros, passeios e taludes e R\$ 5,7 milhões em renovação da frota de veículos, entre outros investimentos.

#### **Financiado pelo Cliente**

- Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 20 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.
- No acumulado do ano os investimentos financiados por clientes totalizaram R\$ 53,6 milhões e também foram principalmente direcionados à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.



## FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA - R\$ milhões	1T13	2T13	3T13	9M13	1T14	2T14	3T14	9M14
Saldo inicial de caixa	814	930	986	814	974	669	255	974
Geração de caixa operacional	334	499	587	1.419	(11)	(38)	341	292
Investimentos	(192)	(189)	(184)	(565)	(102)	(151)	(181)	(434)
Despesa Financeira Líquida/Amortizações Líquidas	(13)	(182)	(11)	(206)	(21)	(169)	550	360
Despesas com Fundo de Pensão	(55)	(54)	(55)	(165)	(74)	(49)	(43)	(166)
Imposto de Renda	(7)	(0)	(15)	(22)	(45)	(2)	(0)	(47)
Alienação de Ativos	6	22	13	40	-	-	24	24
Caixa restrito e/ou bloqueado	44	(40)	(32)	(28)	(51)	(6)	(3)	(61)
<b>Caixa livre</b>	<b>116</b>	<b>56</b>	<b>301</b>	<b>474</b>	<b>(305)</b>	<b>(414)</b>	<b>687</b>	<b>(33)</b>
Saldo final de caixa	930	986	1.288	1.288	669	255	942	942

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 3T14 em comparação ao 3T13

A redução da geração de caixa operacional no 3T14 quando comparada ao 3T13 é explicada, principalmente:

- (i) por R\$ 344,1 milhões com maiores custos de Parcela A, já considerado o efeito de aporte dos recursos da Conta ACR no valor de R\$ 218,2 milhões; parcialmente compensado
- (ii) pelo efeito positivo de R\$ 64,4 milhões relativo ao crescimento de mercado e à taxa de arrecadação, compensados pela amortização do passivo regulatório formado em função da postergação pela Aneel da 3RTP e pela restituição do ativo possivelmente inexistente.

Além disso, a variação positiva em amortizações líquidas deve-se à 1ª emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$ 190 milhões, e à 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 350 milhões, ambas ocorridas no 3T14.

### Destaques do Fluxo de Caixa do 9M14 em comparação ao 9M13

A redução da geração de caixa operacional no 9M14 quando comparada ao 9M13 é explicada, principalmente:

- (i) pelo impacto negativo de R\$ 765,1 milhões referentes ao aumento dos custos com a Parcela A;
- (ii) pelo impacto negativo de R\$ 253,0 milhões devido ao aproveitamento de crédito de PIS e COFINS no 1S13;
- (iii) pelo impacto negativo de R\$ 189,8 milhões devido à amortização do passivo regulatório formado em função da postergação pela Aneel da 3RTP e da restituição do ativo possivelmente inexistente, compensados pelo crescimento de mercado e da taxa de arrecadação.

Além disso, a variação positiva em amortizações líquidas deve-se à 1ª emissão de Notas Promissórias, no valor de R\$ 190 milhões, e à 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 350 milhões, ambas ocorridas no 3T14.

## 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 integram: (i) o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa; (ii) 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; e (iii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), que mede o desempenho de companhias do setor elétrico.

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.

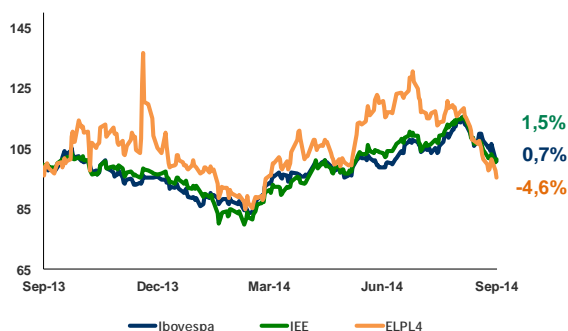
## DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 3T14 cotadas a R\$8,49, uma redução de 21% no período, refletindo, principalmente, a decisão da Aneel quanto à restituição das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente no valor de R\$ 626 milhões, sendo que para o ciclo 2014/2015 a Aneel decidiu pela restituição de 50% do montante total, no valor de R\$ 326 milhões reduzindo a tarifa em 3,30%. Nesse período, o IEE apresentou queda de 1,9%, enquanto o Ibovespa apresentou ganhos de 1,8%.

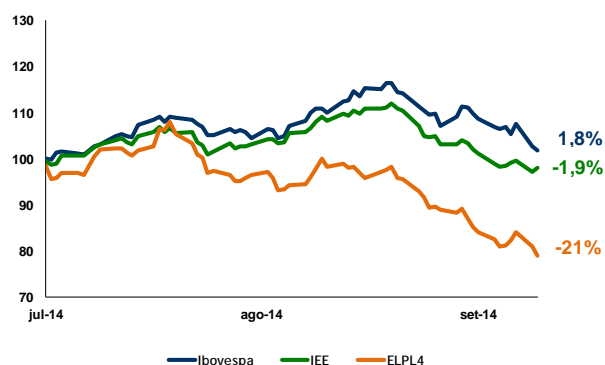
Durante o 3T14, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 41 mil negócios no período, média de 13,6 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 417 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 6,4 milhões no 3T14 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram queda de 4,6% refletindo, principalmente: (i) a decisão desfavorável, na esfera administrativa, sobre a restituição de ativo possivelmente inexistente; parcialmente compensado pelo (ii) repasse de recursos via CDE e conta ACR para subsidiar os custos relacionados ao maior despacho térmico e exposição involuntária das distribuidoras. Nesse período o Ibovespa e IEE registraram altas de 0,7% e 1,5%, respectivamente.

12 Meses<sup>1</sup>



3T14<sup>2</sup>



1 - Base 100: 30/09/2014

2 - Base 100: 30/06/2014

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	AES Eletropaulo					
	ON	%	PN	%	Total	%
AES ELPA	51.825.798	77,8%	0	0,0%	51.825.798	31,0%
União Federal	13.342.384	20,0%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
Cia Brasileira de Energia	0	0,0%	7.434.410	7,4%	7.434.410	4,4%
BNDES	1	0,0%	568.976	0,6%	568.977	0,3%
Outros (Free Float)	1.436.634	2,2%	92.735.426	92,1%	94.172.060	56,3%
<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>

30/09/2014



## 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 pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um pelos empregados, um é membro independente, um foi indicado/eleito por acionistas minoritários ordinarielistas e um indicado por minoritários preferencialistas. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2015.

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 foram indicados pela BNDESPAR; um foi indicado pelos acionistas minoritários ordinarielistas; e um efetivo e um suplente foram indicados 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.

## EVENTOS SUBSEQUENTES

### 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 a 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, 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 requereu um prazo adicional para analisar os argumentos de ambas as partes, suspendendo temporariamente o julgamento.

A Companhia entende que tem boas chances de êxito em relação à manutenção da liminar e ao mérito do caso.

## SUSTENTABILIDADE

Entre os resultados socioambientais do 3T14 destacam-se a regularização de 18 mil ligações elétricas em residências de famílias de baixa renda, a destinação à reciclagem ou reaproveitamento de 63% do total de resíduos gerados pela Companhia no 3T14 (4,9 mil toneladas de resíduos), e a redução de 46,67% nos acidentes fatais com a população no acumulado do ano.

### Segurança

As despesas com segurança no 3T14 somaram R\$ 5,48 milhões, totalizando R\$18,26 milhões no ano até setembro. Esse valor inclui investimentos, campanhas, treinamentos, equipamentos, pessoal e demais custos.

A Companhia mantém um sólido programa de gestão em segurança do trabalho e saúde ocupacional, do qual fazem parte visitas de segurança. A AES Eletropaulo fechou o trimestre com 14.601 visitas realizadas, distribuídas por toda a área de concessão da empresa e em todos os negócios em que atua. O produto destas visitas é objeto de análises críticas periódicas, com foco em desvios comportamentais e/ou situacionais e o estabelecimento de ações que visem aperfeiçoar os processos.

Comparando a taxa de gravidade de acidentes (TG) com colaboradores próprios no 3T14, houve acréscimo de 116% em relação ao mesmo período do ano passado. Este incremento na TG é reflexo de um incidente ocorrido no 1T14 com três colaboradores durante realização de manutenção.

Até o 3T14 foi registrada a redução de 47% nos acidentes fatais com a população em relação ao mesmo período de 2013. A empresa mantém campanhas de mídia de massa (prevenção contra acidentes de origem elétrica durante comerciais na TV aberta, rádios, TVs em metrô e trens), além da realização de palestras e blitze em comunidades.

### Excelência para a satisfação do cliente

Em setembro, a AES Eletropaulo realizou um evento em comemoração ao Dia do Cliente para reconhecer e premiar colaboradores que trabalham pela satisfação de clientes e proporcionam a melhoria da qualidade dos serviços. O evento contou com mais de 300 participantes, entre eletricitas, leituristas, colaboradores administrativos e a liderança, além de membros da Aneel, ARSESP e CONSELPA. A premiação será realizada anualmente.

Este ano, 6.711 colaboradores já passaram por treinamentos do Programa Jeito AES de Atender, cujo objetivo é garantir um padrão de relacionamento em todas as interações dos colaboradores da AES Eletropaulo com os clientes. No 3T14 foram realizados 1.160 treinamentos, que abrangem o Manual de Comportamento de Atendimento, guia que orienta o relacionamento com os clientes, e as Regras de Ouro, instruções para serem aplicadas por todos os colaboradores.

Uma importante ferramenta de avaliação dos canais de comunicação é a Caminhada do Cliente, realizada pela liderança da empresa, com o objetivo é avaliar as condições e o comportamento dos colaboradores no relacionamento com o cliente, englobando aspectos como comunicação, ética e imagem. No 3T14 foram realizadas 1.498 caminhadas, totalizando 4.371 interações desde o início do ano.

Com essa mudança de cultura, a AES Eletropaulo já alcançou resultados positivos, como a melhoria significativa no ranking de reclamações do Procon, saindo da 11ª posição em 2013 para ocupar a 21ª posição em 2014. Além disso, também conquistou um aumento de 76% para 78,3% no item de atendimento ao consumidor da pesquisa ABRADÉE, realizada em março deste ano. O ISQP (Índice de Satisfação com Qualidade Percebida) foi de 78,6% em 2014, superior ao índice registrado em 2013, de 78,3%. O ISQP intermediário da AES Eletropaulo, divulgado em outubro, já alcançou 80,6%, o melhor nível desde a pesquisa de março de 2012.

Criado em 2013, o projeto Motoeletricistas foi ampliado em 2014 para uma equipe de 56 motoeletricistas (28 duplas) com o objetivo de realizar um ágil atendimento, visando à satisfação dos clientes, de maneira inovadora e segura. A ideia nasceu da dificuldade de locomoção, principalmente em horários de pico, das equipes de eletricitas às ocorrências espalhadas pela cidade de São Paulo. No 3T14 foram iniciadas as atividades, que já apresentam como resultado uma redução no tempo de deslocamento da ordem de 28%, conclusão de 91% das ocorrências ligadas à rede aérea e 83% das ocorrências na rede subterrânea para as quais foram despachados.



### Eficiência no uso de recursos

O Sistema de Gestão Ambiental (SGA) da AES Eletropaulo é certificado externamente e tem como principais focos a prevenção, a correção, a mitigação e o controle de impactos ambientais. O SGA expande as fronteiras da Companhia e trata de temas que envolvem gestão de fornecedores, bem como os impactos que as atividades da Companhia causam nas comunidades do entorno.

No 3T14, a gestão de resíduos sólidos na AES Eletropaulo resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 63% do total de 4,9 mil toneladas de resíduos gerados pela Companhia, desempenho superior ao registrado no 3T13 de 49,2%.

No 3T14 as emissões de CO2 totalizaram 165 mil toneladas, ante 181 mil toneladas que haviam sido projetadas para o mesmo período. Essa redução decorreu, principalmente, em virtude da boa performance quanto às perdas globais. Importante ressaltar que o cálculo do 3T14 considerou o fator de emissão de setembro de 2013 do grid nacional, pois até a elaboração deste release, o governo federal não havia divulgado o fator de emissão de setembro de 2014.

Com projetos de eficiência energética, regularização de ligações elétricas, reformas internas de instalações e substituições de geladeiras e de lâmpadas, a AES Eletropaulo viabilizou a economia de 13.467 MWh no consumo de energia de clientes no 3T14, 9,7% superior ao 3T13.

### Desenvolvimento e valorização de colaboradores

A Companhia tem o compromisso de atrair, desenvolver e reter talentos. Para isso, busca proporcionar um ambiente de trabalho ético e inclusivo, que valorize a diversidade e promova o desenvolvimento pessoal e profissional, por meio da educação para a sustentabilidade e da aplicação de critérios que valorizem os compromissos assumidos com seus colaboradores.

Em março foi lançada a campanha Histórias que Transformam, que conta com depoimentos dos colaboradores, em vídeo, sobre suas histórias pessoais e profissionais relacionadas à AES Eletropaulo. As histórias demonstram como eles vivenciam os valores e a marca da AES Eletropaulo todos os dias, e como seus comportamentos se refletem na relação com diversos públicos relacionados.

Até o 3T14 foram divulgados 14 vídeos. Mais de 40.350 visualizações e 120 comentários de colaboradores foram registrados. Os vídeos também foram divulgados externamente, gerando mais de 628.000 visualizações nas redes sociais e 461.000 nas lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Até o final do ano serão lançados mais seis vídeos.

### Desenvolvimento e valorização de fornecedores

Para gerir e auxiliar o desenvolvimento de sua cadeia de suprimento, a Companhia conta com o Índice de Desempenho de Fornecedores (IDF), ferramenta que avalia critérios sociais, ambientais, de segurança e operacionais.

No 2T14 o IDF dos fornecedores da AES Eletropaulo foi de 78,74, acima da meta anual estabelecida, de 75,00, e do resultado do 3T13 (76,86).

### Desenvolvimento e valorização de comunidades

Promover o acesso seguro e eficiente à energia, a capacitação profissional para moradores de comunidades baixa renda e ações educacionais, culturais e esportivas são os pilares do investimento social privado para desenvolver e valorizar as comunidades.

Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, a Companhia regulariza ligações clandestinas e contribui para o uso seguro e adequado da energia elétrica pela população, bem como para a redução dos acidentes com a rede elétrica. No 3T14, 18.014 famílias foram beneficiadas.

Em ações que visam promover o acesso à educação, cultura e esporte a AES Eletropaulo investiu R\$ 3,1 milhões no 3T14 pela AES Eletropaulo. Esses investimentos são viabilizados pela legislação de incentivos fiscais que tem por base o ICMS (PROAC, PIE), recursos do programa de eficiência energética, além de recursos próprios.

O projeto ambiental e educacional Recicle Mais Pague Menos visa à inclusão social na medida em que possibilita a troca de resíduos recicláveis por desconto na fatura de energia, reduzindo o impacto financeiro do pagamento da conta. O projeto conta com sete pontos de coleta instalados em comunidades de baixa renda de São Paulo e Barueri, tendo encerrado o 3T14 com 4 mil cadastrados, 1,4 mil toneladas de resíduos coletadas e R\$ 88,9 mil em descontos concedidos desde a sua implementação em maio de 2013. Além disso, com a reciclagem dos resíduos coletados é gerada uma economia de 6 mil MWh no consumo de energia elétrica e evita-se a emissão de 3 mil toneladas de CO<sub>2</sub>.

DASHBOARD DE SUSTENTABILIDADE - AES ELETROPAULO						
INDICADORES						
SEGURANÇA	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
Nº total de acidentes fatais	0	0	0	0	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios (YTD)	4,36	4,93	4,13	4,94	2,96	
Taxa de Frequência (TF) Contratados (YTD)	3,89	2,67 (*)	2,44 (*)	2,28	3,50	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios (YTD)	38(*)	55,20	71,00	80,00	30,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados (YTD)	14,48	4,36	10,00(*)	21,16	13,03	
Nº total de acidentes com população	86	16	15	10	51	
Nº total de fatalidades com população	18	4	3	1	0	
EXCELÊNCIA PARA A SATISFAÇÃO DO CLIENTE	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
DEC (Duração Equivalente de Interrupção) (LTM)	7,99	8,42	8,15	8,56	8,29	
FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) (LTM)	4,34	4,37	4,12	3,98	6,36	
FER (Frequência Equivalente de Reclamação) (YTD)	17,0	3,60	5,32	14,04	40,0	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
NATURAIS						
Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados / total de resíduos gerenciáveis gerados	58%	54%	60%	63%	65%	
Redução das emissões de CO2e (%)	2,9%	0,3%	4,3%	8,7%	2%	
ENERGÉTICOS						
Perdas Globais (%) (LTM)	10,0%	10,0%	9,9%	9,8%	9,6%	
Energia economizada nos projetos de Eficiência Energética e Transformação de Consumidores em Clientes (MWh)	38.411	10.652	12.148 (*)	13.467	50.167	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	2013	1T14	2T14	3T14	Meta 2014	Tendência 2014
COLABORADORES						
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	2,84%	0,59%	0,46%	0,52%	-	-
FORNECEDORES						
IDF - Índice de Desempenho de Fornecedores	77	77,19	77,66	78,74	75,00	
COMUNIDADES						
Nº de famílias beneficiadas pelo projeto Transformação de Consumidores em Clientes	75.787	11.384	15.190 (*)	18.014	50.000	
dentro/acima do esperado para o trimestre						
abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em andamento						
abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em implantação						
(*) indicador atualizado no 3T14.						

## ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	3T13 <sup>2</sup>	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	4.234,4	4.235,4	12.531,2	12.633,8	0,0%	0,8%
Comercial	2.906,7	2.960,9	8.997,2	9.442,6	1,9%	5,0%
Industrial	1.396,4	1.291,9	4.167,7	3.902,1	-7,5%	-6,4%
Demais	705,3	708,2	2.150,6	2.174,6	0,4%	1,1%
<b>Total consumo faturado</b>	<b>9.242,8</b>	<b>9.196,3</b>	<b>27.846,8</b>	<b>28.153,0</b>	<b>-0,5%</b>	<b>1,1%</b>
Consumo próprio	9,7	9,3	30,1	28,9	-4,6%	-4,0%
<b>Total</b>	<b>9.252,5</b>	<b>9.205,6</b>	<b>27.876,9</b>	<b>28.181,9</b>	<b>-0,5%</b>	<b>1,1%</b>
Faturamento - R\$ Milhões						
Residencial	1.083,3	1.162,7	3.264,0	3.130,4	7,3%	-4,1%
Comercial	312,6	332,9	954,2	916,3	6,5%	-4,0%
Industrial	673,9	832,7	2.111,1	2.453,5	23,6%	16,2%
Demais	139,4	153,6	426,8	441,5	10,2%	3,4%
<b>Total</b>	<b>2.209,2</b>	<b>2.481,9</b>	<b>6.756,0</b>	<b>6.941,8</b>	<b>12,3%</b>	<b>2,7%</b>

Consumo Clientes Livres - GWh	3T13 <sup>2</sup>	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Comercial	529,3	525,0	1.640,0	1.702,7	-0,8%	3,8%
Industrial	1.329,9	1.236,2	3.897,5	3.749,3	-7,0%	-3,8%
Demais	327,7	326,2	995,0	1.010,0	-0,5%	1,5%
<b>Total</b>	<b>2.186,9</b>	<b>2.087,3</b>	<b>6.532,5</b>	<b>6.461,9</b>	<b>-4,6%</b>	<b>-1,1%</b>

Consumo Cativos - GWh <sup>1</sup>	3T13 <sup>2</sup>	3T14	9M13 <sup>2</sup>	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	4.234,4	4.235,4	12.531,2	12.633,8	0,0%	0,8%
Comercial	2.906,7	2.960,9	8.997,2	9.442,6	1,9%	5,0%
Industrial	1.396,4	1.291,9	4.167,7	3.902,1	-7,5%	-6,4%
Demais	705,3	708,2	2.150,6	2.174,6	0,4%	1,1%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>9.242,8</b>	<b>9.196,3</b>	<b>27.846,8</b>	<b>28.153,0</b>	<b>-0,5%</b>	<b>1,1%</b>
Clientes livres	2.186,9	2.087,3	6.532,5	6.461,9	-4,6%	-1,1%
<b>Mercado Total</b>	<b>11.429,7</b>	<b>11.283,6</b>	<b>34.379,3</b>	<b>34.615,0</b>	<b>-1,3%</b>	<b>0,7%</b>

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	3T13 <sup>2</sup>	3T14	9M13 <sup>2</sup>	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	4.234,4	4.235,4	12.531,2	12.633,8	0,0%	0,8%
Comercial	3.436,0	3.485,8	10.637,2	11.145,3	1,5%	4,8%
Industrial	2.726,3	2.528,1	8.065,1	7.651,4	-7,3%	-5,1%
Demais	1.032,9	1.034,3	3.145,7	3.184,5	0,1%	1,2%
<b>Total</b>	<b>11.429,7</b>	<b>11.283,6</b>	<b>34.379,3</b>	<b>34.615,0</b>	<b>-1,3%</b>	<b>0,7%</b>

1 - não inclui consumo próprio

2 - considera o consumo dos serviços de condomínio na classe comercial; números de 2013 foram reclassificados.

TUSD	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Receita Líquida - R\$ Milhões	85,3	95,4	315,5	267,1	11,8%	-15,3%
GWh	2.186,9	2.087,3	6.532,5	6.461,9	-4,6%	-1,1%
<b>Tarifa (R\$/GWh)</b>	<b>39,0</b>	<b>45,7</b>	<b>145,7</b>	<b>124,2</b>	<b>17,1%</b>	<b>-14,7%</b>

Tarifa média - R\$/MWh	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	255,8	274,5	260,5	247,8	7,3%	-4,9%
Comercial	107,5	112,4	234,6	259,8	4,6%	10,7%
Industrial	482,6	644,6	228,9	234,8	33,6%	2,6%
Demais	197,7	216,9	198,5	203,0	9,7%	2,3%
<b>Total</b>	<b>239,0</b>	<b>269,9</b>	<b>242,6</b>	<b>246,6</b>	<b>12,9%</b>	<b>1,6%</b>

Demonstração dos Resultados	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Receita Bruta	3.120,2	3.962,6	9.428,9	10.251,2	27,0%	8,7%
Deduções à Receita Operacional	(891,7)	(1.028,2)	(2.762,0)	(2.863,3)	15,3%	3,7%
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.228,6</b>	<b>2.934,3</b>	<b>6.666,9</b>	<b>7.387,9</b>	<b>31,7%</b>	<b>10,8%</b>
Despesas Operacionais	(1.892,7)	(2.361,2)	(5.353,6)	(7.058,4)	24,8%	31,8%
Parcela A	(1.516,6)	(1.926,1)	(4.161,3)	(5.812,4)	27,0%	39,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.348,5)	(1.797,3)	(3.806,7)	(5.466,1)	33,3%	43,6%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(164,2)	(124,9)	(338,8)	(334,4)	-23,9%	-1,3%
Taxa de fiscalização	(4,0)	(4,0)	(15,8)	(11,9)	0,2%	-24,7%
PMSO	(376,1)	(435,1)	(1.192,4)	(1.246,0)	15,7%	4,5%
Pessoal	(140,0)	(162,0)	(383,8)	(468,5)	15,7%	22,1%
Entidade de Previdência Privada	(80,2)	(71,5)	(257,1)	(214,3)	-10,9%	-16,6%
Materiais	(11,6)	(12,5)	(34,1)	(33,2)	8,3%	-2,5%
Serviços de Terceiros	(106,7)	(112,9)	(335,5)	(335,7)	5,8%	0,1%
PCLD	9,2	(16,4)	10,2	(50,0)	N.D.	N.D.
(Provisão) Reversão para contingências	(19,5)	(9,8)	(67,7)	(43,8)	-49,4%	-35,3%
Outros custos	(27,3)	(49,9)	(124,3)	(100,4)	82,9%	-19,2%
Custo de construção	(193,4)	(151,0)	(533,1)	(456,1)	-21,9%	-14,4%
<b>EBITDA</b>	<b>142,4</b>	<b>422,1</b>	<b>780,2</b>	<b>(126,6)</b>	<b>196,4%</b>	<b>N.D.</b>
Desp. Passivo - FCESP	80,2	71,5	257,1	214,3	-10,9%	-16,6%
Ativos e Passivos Regulatórios	151,8	(241,4)	(172,2)	815,2	N.D.	N.D.
<b>EBITDA Ajustado (Covenants)</b>	<b>374,4</b>	<b>252,2</b>	<b>865,1</b>	<b>903,0</b>	<b>-32,6%</b>	<b>4,4%</b>
Depreciação e Amortização	(107,2)	(125,1)	(328,5)	(340,5)	16,6%	3,7%
Receitas Financeiras	54,6	41,7	136,4	113,0	-23,6%	-17,2%
Despesas Financeiras	(89,6)	(119,5)	(252,8)	(322,8)	33,3%	27,7%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	42,6	(20,5)	89,3	60,9	N.D.	-31,8%
Resultado Financeiro	7,5	(98,3)	(27,0)	(148,9)	N.D.	450,9%
<b>Resultado antes da Tributação</b>	<b>42,8</b>	<b>198,8</b>	<b>424,7</b>	<b>(616,0)</b>	<b>364,8%</b>	<b>N.D.</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	(15,8)	(68,2)	(153,2)	208,7	332,2%	N.D.
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>27,0</b>	<b>130,6</b>	<b>271,4</b>	<b>(407,3)</b>	<b>3,8</b>	<b>N.D.</b>

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Residencial	1.375,4	1.482,1	4.208,7	3.985,1	7,8%	-5,3%
Comercial	821,3	1.020,6	2.572,5	3.010,9	24,3%	17,0%
Industrial	381,0	406,5	1.163,5	1.118,7	6,7%	-3,9%
Rural	0,8	0,8	2,4	2,4	-0,6%	0,3%
Poder Público	81,1	94,3	256,0	266,7	16,3%	4,2%
Iluminação Pública	39,9	44,9	115,0	122,4	12,4%	6,4%
Serviço Público	38,6	44,4	120,5	125,6	15,1%	4,3%
<b>Total de Fornecimento</b>	<b>2.738,1</b>	<b>3.093,6</b>	<b>8.438,8</b>	<b>8.632,0</b>	<b>12,98%</b>	<b>2,3%</b>
Energia no Curto Prazo	-	405,3	27,8	405,3	N.D.	1355,4%
Não Faturado	35,4	103,8	(80,4)	112,1	193,5%	N.D.
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(7,8)	2,1	(13,0)	(0,4)	N.D.	-96,6%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	91,9	113,6	329,6	301,2	23,7%	-8,6%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(21,5)	(17,5)	(77,1)	(57,8)	-18,7%	-25,1%
Ressarcimento - leilões de energia	24,1	29,9	84,7	157,8	23,8%	86,1%
Subvenção recursos CDE	35,9	47,7	96,1	148,8	32,8%	54,7%
Receita de Construção	193,4	151,0	533,1	456,1	-21,9%	-14,4%
Outros	30,7	33,0	89,2	96,1	7,6%	7,7%
<b>Total Outros</b>	<b>382,1</b>	<b>869,0</b>	<b>990,1</b>	<b>1.619,2</b>	<b>127,4%</b>	<b>63,5%</b>
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>3.120,2</b>	<b>3.962,6</b>	<b>9.428,9</b>	<b>10.251,2</b>	<b>27,0%</b>	<b>8,7%</b>
Deduções do Resultado Bruto						
ICMS por classe						
Residencial	(301,2)	(320,1)	(916,4)	(854,9)	6,3%	-6,7%
Comercial	(147,4)	(188,6)	(461,4)	(560,0)	28,0%	21,4%
Industrial	(68,5)	(74,2)	(209,4)	(204,1)	8,5%	-2,5%
Rural	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	5,6%	14,2%
Poder Público	(8,1)	(10,4)	(25,4)	(29,2)	28,4%	14,7%
Iluminação Pública	(7,2)	(8,0)	(20,6)	(21,9)	12,4%	6,5%
Serviço Público	(6,1)	(6,9)	(19,1)	(19,4)	12,6%	1,4%
Outros	(16,5)	(18,6)	(61,4)	(51,8)	12,3%	-15,7%
<b>Total ICMS por classe</b>	<b>-555,0</b>	<b>-626,9</b>	<b>-1713,9</b>	<b>-1741,4</b>	<b>13,0%</b>	<b>1,6%</b>
Encargos do Consumidor - ECE	0,0	0,0	0,0	0,0	-70,3%	-36,9%
Encargos do Consumidor - RGR	0,0	0,0	8,2	0,0	N.D.	-100,0%
Encargos do Consumidor - PROINFA	-7,5	-8,2	-25,8	-23,5	10,0%	-9,2%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	-22,3	-24,1	-63,1	-69,1	8,3%	9,4%
Encargos Consumidor - CCC	0,0	0,0	-28,8	0,0	N.D.	-100,0%
Encargos Consumidor - CDE	-33,2	-55,7	-99,7	-167,0	67,4%	67,4%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-273,7	-313,3	-838,9	-862,4	14,5%	2,8%
<b>Total Outras</b>	<b>-336,7</b>	<b>-401,3</b>	<b>-1048,1</b>	<b>-1121,9</b>	<b>19,2%</b>	<b>7,0%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.228,6</b>	<b>2.934,3</b>	<b>6.666,9</b>	<b>7.387,9</b>	<b>31,7%</b>	<b>10,8%</b>



Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
AES Tietê Contrato Bilateral	506,7	660,3	1.582,5	1.569,7	30,3%	-0,8%
ITAIPIU	321,0	320,2	887,6	939,6	-0,2%	5,9%
Bilaterais	3,7	-	5,8	0,1	-100,0%	-98,9%
Curto Prazo / Disponibilidade	105,5	(34,3)	274,1	1.299,0	N.D.	374,0%
Leilão - CCEAR	559,5	1.163,5	1.879,6	3.195,9	107,9%	70,0%
Térmica	303,9	633,3	1.077,0	1.869,1	108,4%	73,6%
Hídrica	255,5	530,2	802,5	1.326,8	107,5%	65,3%
PROINFA	63,6	67,9	187,5	204,9	6,7%	9,3%
ICMS sobre Perdas Comerciais	0,3	2,7	1,9	6,3	668,0%	240,0%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(136,5)	(164,6)	(398,1)	(452,4)	20,6%	13,6%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE/Conta ACR	(75,4)	(218,2)	(614,2)	(1.296,9)	189,6%	111,2%
Risco Hidrológico	(25,6)	-	(87,2)	-	-100,0%	-100,0%
Curto Prazo / Disponibilidade	(49,7)	(125,6)	(103,3)	(967,1)	152,5%	836,2%
Reajuste Tarifário 2013 - CVA Compra de Energia (CCEAR)	-	-	(423,7)	(112,0)	N.D.	-73,6%
Reembolso Despacho Térmico	-	(92,7)	-	(217,8)	N.D.	N.D.
<b>Total</b>	<b>1.348,5</b>	<b>1.797,3</b>	<b>3.806,7</b>	<b>5.466,1</b>	<b>33,3%</b>	<b>43,6%</b>

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Rede Básica e ONS	121,1	173,4	330,0	408,3	43,1%	23,7%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	30,9	(56,6)	207,3	(97,7)	N.D.	N.D.
Transporte Itaipu / Outros	8,2	9,4	24,0	25,3	14,2%	5,6%
CUSD	1,9	1,9	7,7	6,0	2,0%	-22,5%
Conexão	7,4	8,6	19,5	23,7	15,8%	21,5%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(16,3)	(11,7)	(45,7)	(31,2)	-28,2%	-31,7%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	11,0	-	(204,1)	-	-100,0%	-100,0%
ESS	11,0	-	(121,8)	-	-100,0%	-100,0%
Reajuste Tarifário 2013 - CVA ESS	-	-	(82,3)	-	N.D.	-100,0%
<b>Total</b>	<b>164,2</b>	<b>124,9</b>	<b>338,8</b>	<b>334,4</b>	<b>-23,9%</b>	<b>-1,3%</b>

Pessoal - em R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Pessoal e Encargos	140,0	162,0	383,8	468,5	15,7%	22,1%
Entidade de Previdência	80,2	71,5	257,1	214,3	-10,9%	-16,6%
<b>Total</b>	<b>220,2</b>	<b>233,5</b>	<b>640,9</b>	<b>682,8</b>	<b>6,0%</b>	<b>6,5%</b>

Pessoal - em R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
Pessoal e Encargos	120,4	140,8	339,7	410,3	16,9%	20,8%
Provisionamento de PLR	19,6	21,2	44,1	58,2	8,2%	32,0%
Entidade de Previdência	80,2	71,5	257,1	214,3	-10,9%	-16,6%
Contribuição como patrocinadora	2,0	2,2	5,7	6,3	10,4%	8,9%
Desp. Passivo - FCESP	78,2	69,3	251,3	208,1	-11,4%	-17,2%
<b>Total</b>	<b>220,2</b>	<b>233,5</b>	<b>640,9</b>	<b>682,8</b>	<b>6,0%</b>	<b>6,5%</b>

Resultado Financeiro - R\$ milhões	3T13	3T14	9M13	9M14	Var (%) 3T14 x 3T13	Var (%) 9M14 x 9M13
<b>Receitas financeiras:</b>						
Renda de aplicações financeiras	26,3	17,9	53,0	48,7	-31,8%	-8,1%
Acréscimo moratório - consumidores	15,7	16,6	53,6	47,3	5,4%	-11,8%
Multas	1,1	1,5	3,7	4,0	43,3%	5,8%
Outras	11,5	5,6	26,1	13,0	-50,8%	-50,0%
<b>Subtotal</b>	<b>54,6</b>	<b>41,7</b>	<b>136,4</b>	<b>113,0</b>	<b>-23,6%</b>	<b>-17,2%</b>
<b>Despesas financeiras:</b>						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(74,1)	(104,7)	(196,9)	(270,3)	41,3%	37,3%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,1	0,1	0,2	0,2	-12,5%	-2,9%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	2,3	1,4	6,6	4,9	-40,5%	-25,4%
Juros e Multa sobre Pis/Pasep e Cofins	-	0,0	(0,8)	0,0	N.D.	N.D.
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(10,6)	(7,1)	(38,6)	(25,1)	-32,8%	-34,8%
Outras	(7,3)	(9,1)	(23,4)	(32,5)	24,7%	39,2%
<b>Subtotal</b>	<b>(89,6)</b>	<b>(119,5)</b>	<b>(252,8)</b>	<b>(322,8)</b>	<b>33,3%</b>	<b>27,7%</b>
<b>Variação monetária e cambial líquida:</b>						
Moeda Nacional	41,8	(2,6)	97,8	69,1	N.D.	-29,3%
Moeda Estrangeira	0,9	(17,9)	(8,4)	(8,2)	N.D.	-2,6%
<b>Subtotal</b>	<b>42,6</b>	<b>(20,5)</b>	<b>89,3</b>	<b>60,9</b>	<b>N.D.</b>	<b>-31,8%</b>
<b>Total Despesa Financeira</b>	<b>(47,0)</b>	<b>(140,0)</b>	<b>(163,5)</b>	<b>(261,9)</b>	<b>197,7%</b>	<b>60,2%</b>
<b>Total Resultado Financeiro</b>	<b>7,5</b>	<b>(98,3)</b>	<b>(27,0)</b>	<b>(148,9)</b>	<b>N.D.</b>	<b>450,9%</b>

ATIVO (R\$ milhões)	30/09/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	75.181	154.210
Investimentos de curto prazo	866.321	819.951
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.659.840	1.212.012
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	69.629	33.965
Outros tributos compensáveis	114.644	136.554
Devedores diversos	10.947	444
Contas a receber - acordos	95.570	72.837
Outros créditos	170.225	162.572
Almoxarifado	72.658	54.822
Despesas pagas antecipadamente	33.931	28.312
<b>TOTAL ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.168.946</b>	<b>2.675.679</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Outros tributos compensáveis	48.446	49.500
Imposto de renda e contribuição social diferidos	541.009	278.878
Cauções e depósitos vinculados	440.667	475.337
Contas a receber - acordos	25.392	42.561
Outros créditos	44.330	38.157
Ativo financeiro de concessão	1.758.324	1.386.931
Investimento	8.769	9.500
Imobilizado arrendado	11.664	14.580
Intangível	5.370.917	5.722.928
<b>TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>8.249.518</b>	<b>8.018.372</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>11.418.464</b>	<b>10.694.051</b>

PASSIVO (R\$ milhões)	30/09/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	1.425.062	1.154.993
Obrigações Fiscais Estaduais	353.639	
Obrigações Fiscais Municipais	692	
Empréstimos e financiamentos	281.286	68.740
Debêntures	557.447	47.909
Arrendamento financeiro	3.063	4.066
Subvenções governamentais	2.493	1.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	48.874	26.415
Outros tributos a pagar	59.544	257.305
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	78.722	78.730
Obrigações estimadas	107.714	99.943
Obrigações sociais e trabalhistas	3.540	1.456
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	24.629	11.241
Provisão para processos judiciais e outros	172.435	191.472
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	47.966	42.633
Outras obrigações	215.808	234.414
<b>TOTAL PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.382.914</b>	<b>2.220.725</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Empréstimos e financiamentos	517.776	499.406
Debêntures	2.010.985	2.116.453
Arrendamento financeiro	9.411	11.241
Subvenções Governamentais	11.154	3.669
Obrigações com entidade de previdência privada	2.587.424	2.553.170
Provisão para processos judiciais e outros	294.958	315.408
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	14.784	14.004
Obrigações estimadas	539	1.114
Reserva de reversão	66.085	66.085
Outras obrigações	99.579	63.314
<b>TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>5.612.695</b>	<b>5.643.864</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
Capital social	1.257.629	1.257.629
Reserva de capital	18.912	18.210
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	- 884.569	- 884.569
Reserva de lucros	1.145.804	1.145.804
Reserva legal	235.573	235.573
Reserva estatutária	910.231	910.231
Ajustes de Avaliação Patrimonial	1.234.516	1.292.388
Lucros (prejuízos) acumulados	- 349.437	-
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>2.422.855</b>	<b>2.829.462</b>

Endividamento			
	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,7	0,0	0,7
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	74,5	169,4	243,8
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	9,6	198,1	207,7
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	54,7	314,1	368,9
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	23,6	590,3	613,9
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	37,7	739,1	776,8
DEBÊNTURES - 16ª Emissão	357,4	0,0	357,4
NP - 1ª Emissão	195,5	0,0	195,5
CCB - Bradesco	79,6	471,6	551,1
BNDES - Finape	1,5	1,0	2,6
FINEP - 1o Protocolo	6,2	26,9	33,1
FINEP - 2o Protocolo	0,0	29,4	29,4
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	3,1	9,4	12,5
Subvenções Governamentais	-2,5	-11,2	-13,6
<b>Subtotal</b>	<b>841,8</b>	<b>2.538,2</b>	<b>3.380,0</b>
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	573,0	25,7	598,8
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	1.862,2	126,5	1.988,7
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
<b>Total Fundação CESP</b>	<b>2.435,2</b>	<b>152,2</b>	<b>2.587,4</b>
<b>Total com Fundação CESP</b>	<b>3.277,0</b>	<b>2.690,4</b>	<b>5.967,4</b>

Impacto dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	3T13	3T14	9M13	9M14
<b>Receita Líquida</b>	<b>(211,2)</b>	<b>374,0</b>	<b>(236,5)</b>	<b>21,9</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>59,4</b>	<b>(132,6)</b>	<b>408,7</b>	<b>(837,2)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(372,4)	(127,3)	281,5	(824,1)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	431,8	(5,4)	127,2	(13,0)
<b>EBITDA</b>	<b>(151,8)</b>	<b>241,4</b>	<b>172,2</b>	<b>(815,2)</b>
Receitas Financeiras	(8,0)	(25,4)	(32,9)	(93,4)
Despesas Financeiras	15,8	12,0	72,8	77,2
Resultado Financeiro	7,8	(13,5)	39,9	(16,3)
<b>Resultado antes dos Tributos</b>	<b>(144,0)</b>	<b>227,9</b>	<b>212,1</b>	<b>(831,5)</b>
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>(144,0)</b>	<b>227,9</b>	<b>212,1</b>	<b>(831,5)</b>

Ativos e Passivos Regulatórios			
Ativo (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
<b>Circulante</b>	<b>514.756</b>	<b>197.942</b>	<b>712.698</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	14.123	7.047	21.170
Conta de Consumo de Combustível - CCC	148	-	148
Energia Itaipu - custo/variação cambial	10.377	4.072	14.449
Transporte de energia - Itaipu	5	230	235
Transporte de energia pela rede básica	13.856	3.274	17.130
Compra de energia elétrica	321.105	169.717	490.822
Proinfa	8.280	42	8.322
Revisão Tarifária 3º ciclo - Ajuste da base de remuneração	118.060	-	118.060
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	16.335	-	16.335
Efeito Neutralidade	-	1.660	1.660
Outros componentes financeiros	12.467	11.900	24.367
<b>Não-Circulante</b>	<b>-</b>	<b>593.823</b>	<b>593.823</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	21.142	21.142
Transporte de energia pela rede básica	-	9.821	9.821
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	12.217	12.217
Proinfa	-	125	125
Compra de energia elétrica	-	509.150	509.150
Transporte de energia - Itaipu	-	689	689
Efeito Neutralidade	-	4.980	4.980
Outros componentes financeiros	-	35.699	35.699
<b>Total do Ativo</b>	<b>514.756</b>	<b>791.765</b>	<b>1.306.521</b>
PASSIVO (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
<b>Circulante</b>	<b>(529.881)</b>	<b>(147.634)</b>	<b>(677.515)</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(61)	-	(61)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(21.287)	(13.123)	(34.410)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(99.534)	(59.279)	(158.813)
Transporte de energia - Itaipu	(41)	-	(41)
Efeito Neutralidade	(7.536)	-	(7.536)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(75.232)	(75.232)
Revisão Tarifária - Fator Xe	(83.050)	-	(83.050)
Postergação Revisão Tarifária 2011	(301.992)	-	(301.992)
Revisão Tarifária - Universalização	(3.329)	-	(3.329)
Outros componentes financeiros	(13.051)	-	(13.051)
<b>Não-circulante</b>	<b>-</b>	<b>(442.899)</b>	<b>(442.899)</b>
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	(177.836)	(177.836)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(39.369)	(39.369)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(225.694)	(225.694)
<b>Total do Passivo</b>	<b>(529.881)</b>	<b>(590.533)</b>	<b>(1.120.414)</b>
<b>Total Geral - Líquido</b>	<b>(15.125)</b>	<b>201.232</b>	<b>186.107</b>

## 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.

**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.

**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.

**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.