

## EBITDA AJUSTADO DE R\$ 1,5 BILHÃO EM 2014

**Comentários do Sr. Francisco Morandi**  
**Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores**

O ano de 2014 foi mais um ano desafiador para o setor elétrico. O país vem passando por eventos climáticos extremos com altas temperaturas, menos chuvas e ventos fortes. Mesmo nesse cenário adverso a AES Eletropaulo continuou realizando seus projetos de investimento, que atingiram R\$ 583 milhões no ano, como resultado do comprometimento com a satisfação e atendimento aos nossos clientes.

Nesse contexto, a Companhia reduziu em 12,7% o índice FEC dos últimos 12 meses em comparação a 2013, atingindo 3,81 vezes. O índice DEC atingiu 8,86 horas em 2014, crescimento de 10,9% em relação à 2013, reflexo da maior incidência de eventos climáticos intensos, principalmente nos últimos dias do ano. As perdas apresentaram redução de 0,34 p.p., e encerraram o ano em 9,7%.

As altas temperaturas registradas, principalmente, durante o primeiro trimestre do ano, contribuíram para o desempenho do mercado cativo, que cresceu 0,9% em 2014, refletindo o desempenho das classes residencial, comercial e demais classes, com alta de 0,8%, 4,0% e 1,4%, respectivamente. No mesmo período a classe industrial cativa apresentou retração de 5,5% em função da desaceleração da economia.

Com relação ao desempenho financeiro, continuamos trabalhando com foco na gestão de custos, disciplina na execução e eficiência no uso de recursos. A receita líquida<sup>1</sup> cresceu 14,1% no ano, totalizando R\$ 10,3 bilhões em 2014, as despesas não gerenciáveis subiram 35,4% no período e o PMSO apresentou redução de 2,3%. O Ebitda ajustado atingiu R\$ 1,5 bilhão e o prejuízo líquido ajustado foi de R\$ 379 milhões. A pressão do aumento dos custos de energia comprada no fluxo de caixa da Companhia foi, em parte, aliviada pelos repasses de recursos do Tesouro Nacional via CDE<sup>2</sup> e empréstimos bancários via Conta ACR.

Para 2015, os mecanismos disponíveis para minimizar a variabilidade no resultado e no fluxo de caixa das Distribuidoras são: o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios e as bandeiras tarifárias, além dos itens em discussão, como o reajuste tarifário extraordinário e a ampliação das bandeiras tarifárias. Com o objetivo de aprimorar os ciclos tarifários à realidade regulatória do País, foi definido o WACC para o 4º ciclo de 8,09%<sup>3</sup>, e se prevê uma remuneração associada às obrigações especiais e revisão dos parâmetros do custo operacional regulatório.

### Teleconferência de resultados

26.02.2015  
 10h00 (BR) e 08h00 (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:**  
[www.ri.aeseletropaulo.com.br](http://www.ri.aeseletropaulo.com.br)

### Índice

Destaques do 4T14	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	2013	2014	Var (%)
Receita Líquida	9.012,2	10.557,3	17,1%
Despesas Operacionais <sup>1</sup>	(7.473,8)	(9.498,2)	27,1%
EBITDA ajustado <sup>2</sup>	1.157,0	1.493,5	29,1%
Margem EBITDA Ajustado	12,8%	14,1%	+2,2 p.p.
EBITDA	729,3	476,1	-34,7%
Margem EBITDA	8,1%	4,5%	-3,6 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado <sup>3</sup>	228,2	379,0	66,1%
Lucro (Prejuízo) Líquido	198,3	(131,8)	-166,4%
Patrimônio Líquido (PL)	2.829,4	2.567,8	10,2%
Investimentos (Capex)	809,1	583,0	-27,9%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado pelas despesas com Fcsp, ativos e passivos regulatórios e ativo passivamente inexistente

3 - Lucro (prejuízo) líquido ajustado por ativos e passivos regulatórios, OCPC-08, ativo passivamente inexistente

Indicadores	2013	2014	Var (%)
Dívida Líquida <sup>4</sup> (R\$ milhões)	2.986,6	3.433,5	15,0%
Dívida Líquida <sup>4</sup> / PL (vezes)	1,1	1,3	
Dívida Líquida <sup>4</sup> / EBITDA Ajustado <sup>5</sup> (vezes)	2,5 x	2,5 x	
EBITDA Ajustado <sup>4</sup> /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	4,8 x	4,1 x	
Dados operacionais	2013	2014	Var (%)
Mercado Total (GWh)	46.215,8	46.415,3	0,4%
Tarifa Média (R\$/GWh) <sup>6</sup>	240,4	255,2	6,2%
Funcionários	6.208	6.152	-0,9%
Unidades Consumidoras / Funcionários	1.061	1.095	3,3%

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

5 - 12 meses

6 - Tarifa Média líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 8,63 (24/02/2015)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.444 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 504 milhões

<sup>1</sup> Não inclui o reconhecimento do saldo dos ativos e passivos regulatórios (OCPC-08) de R\$ 270,5 milhões

<sup>2</sup> Conta de Desenvolvimento Energético

<sup>3</sup> Superior aos 7,16% proposto durante a Audiência Pública 23/2014

## DESTAQUES 4T14 e 2014

### Operacional

- ↑ Perdas totais de 9,7% em 2014, redução de 0,34 p.p. em relação à 2013.
- ↑ Índice FEC obteve redução de 12,7%, para 3,81 vezes.
- ↓ DEC de 8,86 horas no ano, aumento de 10,9% em relação a 2013, devido aos eventos climáticos intensos.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 130 milhões no 4T14 e R\$ 583 milhões no ano.

### Financeiro

- ↑ Receita bruta ex-ativo reg. líquido<sup>4</sup> de R\$ 3.987 milhões no trimestre, alta de 25,3% em relação a 4T13, com R\$ 427 milhões de venda de energia no curto prazo e R\$ 619 milhões com receita de fornecimento.
- ↑ Receita bruta ex-ativo reg. líquido<sup>4</sup> do ano atingiu R\$ 14,3 bilhões, um incremento de 12,9% versus 2013 pela receita de R\$ 803 milhões com venda de energia no curto prazo e maior receita de fornecimento em R\$ 812 milhões.
- ↑ PMSO de R\$ 356 milhões no 4T14, redução de 20,4% em relação ao 4T13. Em 2014, PMSO ficou R\$ 1,6 bilhão, com redução de 2,3% em relação a 2013.
- ↓ Ebitda reportado no 4T14 de R\$ 603 milhões versus (R\$ 51) milhões no 4T13. Em 2014, Ebitda reportado de R\$ 476 milhões versus R\$ 729 milhões em 2013;
  - Ebitda ajustado<sup>2</sup> de R\$ 504 milhões em 4T14 vs. R\$ 272 milhões em 4T13. Em 2014, Ebitda ajustado<sup>1</sup> foi de R\$ 1,5 bilhão.
- ↑ O Lucro líquido reportado no trimestre foi de R\$ 276 milhões, ante prejuízo de R\$ 73 milhões no 4T13. Em 2014, Companhia registrou prejuízo líquido reportado de R\$ 132 milhões;
  - Lucro líquido ajustado<sup>1</sup> de R\$ 186 milhões no 4T14 e de R\$ 379 milhões no ano de 2014.

### Socioambiental

- ↑ Regularização de 59 mil ligações elétricas em residências de famílias de baixa renda no ano.
- ↑ Elevação do Índice de Desempenho de Fornecedores (IDF) de 75,0 para 78,31, reflexo dos programas de desenvolvimento de sua cadeia de suprimento, conquista importante na busca da disciplina na execução e eficiência nos usos dos recursos.
- ↑ Emissões de CO2 em 2014 totalizaram 635,2 mil toneladas, ante 670,2 mil toneladas que haviam sido projetadas para o mesmo período.

### 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 integrou pelo 10º ano consecutivo a carteira Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa.

<sup>4</sup> Não inclui o reconhecimento do saldo dos ativos e passivos regulatórios (OCPC-08)

## CONTEXTO SETORIAL

### DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

---

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

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

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

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

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

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

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

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória - BRR da Companhia, determinada por ocasião das revisões tarifárias, os custos de depreciação regulatória e custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O reajuste tarifário anual da AES Eletropaulo é efetuado de acordo com a forma estipulada em seu contrato de concessão. Nos termos das regras atuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B, 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 durante o terceiro ciclo, o Fator X foi 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 revisão tarifária 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.

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, por meio da Audiência Pública nº 23/2014.

Essa Audiência Pública foi dividida em duas fases, tendo a primeira fase se iniciado em junho de 2014 e concluído em 1 de setembro de 2014. O objetivo da primeira fase foi de 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 teve início em dezembro de 2014 e foi concluída em 09 de fevereiro de 2015. O objetivo principal dessa fase foi a definição de regras aplicáveis à nova metodologia, resultantes das discussões acerca dos diagnósticos apresentados na primeira fase da audiência pública.

Como resultado da primeira e segunda fase da Audiência Pública em questão, que contou com 116 contribuições, a Aneel divulgou sua projeção para o custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos das concessionárias por ocasião da revisão tarifária periódica. De acordo com decisão, o custo médio ponderado de capital, conhecido como WACC, será de 8,09%, superior aos 7,16%, previamente indicados pela agência.

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 econômico-financeira do setor de distribuição.

#### EXPOSIÇÃO INVOLUNTÁRIA

A AES Eletropaulo apresentou nível de contratação médio em 2014 de 98,8%, o que causou exposição involuntária da Companhia no mercado de energia de curto prazo, deixando o seu fluxo de caixa vulnerável a variações. Tal impacto foi parcialmente mitigado por aportes do Tesouro Nacional e empréstimos negociados pelo Governo Federal e repassados à Companhia.

Tal desequilíbrio tende a ser minimizado em 2015, considerando que a adoção das Bandeiras Tarifárias e demais medidas em Audiência Pública, como ampliação do conceito das Bandeiras Tarifárias e realização de Revisão Tarifária Extraordinária, cujo pedido foi protocolado pela Companhia junto à Aneel em janeiro de 2015, além do fato da Companhia estar sobrecontratada no ano de 2015, mesmo desconsiderando a entrada de novas cotas previstas para o 2º semestre de 2015.

#### LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº1.832/2014

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 28 de Novembro de 2014, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº. 1.832/2014, que estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD.

#### Novos limites do PLD

A nova metodologia para o cálculo do PLD mínimo e máximo estabelece que o PLD mínimo deve cobrir os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e o CFURH. Dessa forma, o PLD mínimo foi estabelecido em R\$ 30,26/MWh, com base nos custos de operação das usinas cotistas de R\$ 24,58/MWh, adicionado à CFURH de R\$ 5,68/MWh.

O PLD máximo, foi estabelecido em R\$ 388,48/MWh com base no Custo Variável Unitário (CVU) da usina termelétrica Mário Lago, determinada como térmica de referência.

O Encargo de Serviço de Sistema - ESS proveniente do despacho de usinas termelétricas com custo unitário variável - CVU acima do PLD máximo será pago pelos agentes expostos ao mercado de curto prazo, inclusive as distribuidoras.

#### RISCO DE CONTRATAÇÃO

Caso o cenário hidrológico desfavorável seja mantido em 2015, é possível que a estratégia de preservação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas seja intensificada, com a consequente manutenção ou até mesmo elevação do despacho das usinas térmicas, resultando em risco de maiores custos com a aquisição de energia elétrica e maior necessidade de capital de giro da Companhia. Como forma de mitigar o impacto negativo no fluxo de caixas das distribuidoras, em fevereiro de 2015 a ANEEL abriu duas audiências públicas para: i) Revisão Tarifária Extraordinária requerida pelas distribuidoras de energia elétrica, incluindo pedido específico da Companhia protocolizado no último dia 09 de janeiro; e ii) discutir ajustes ao mecanismo de bandeira tarifária já em vigor. Há expectativa de que essas audiências públicas resultem em ajuste tarifário já a partir de março de 2015, antecipando o repasse aos consumidores dos aumentos dos custos com aquisição de energia elétrica, reduzindo, portanto, o impacto no fluxo de caixa e necessidade de capital de giro da Companhia, conforme será posteriormente abordado.

Ainda com relação ao ano de 2015, caso o nível dos reservatórios não atinja um nível de recuperação e/ou segurança até o final do período úmido (abril de 2015), há o risco de implantação de mecanismos de racionalização ou até mesmo decretação de um racionamento de energia. No caso de racionamento, os principais impactos esperados seriam: (i) ajustes nas contratações de energia entre geradores e distribuidoras de acordo com a redução estabelecida pelo Governo Federal; (ii) redução na margem das distribuidoras; (iii) aumento nos custos para atendimento às regras impostas pelo Governo Federal, bem como para outros gastos com comunicação e serviços a serem prestados aos clientes; e (iv) possível aumento nas perdas comerciais e inadimplência tendo em vista possíveis penalidades que seriam aplicadas aos clientes que não consigam atingir a meta estabelecida. É importante ressaltar que os contratos de concessão tem previsão de solicitação de Revisão Tarifária Extraordinária em caso de desequilíbrio econômico-financeiro, o qual poderá ser utilizado pela Companhia com o objetivo de pleitear redução ou até mesmo eliminação dos impactos acima mencionados.

#### REAJUSTE TARIFÁRIO EXTRAORDINÁRIO - RTE

De acordo com o Contrato de Concessão das distribuidoras, os valores das tarifas podem ser revistos em caráter extraordinário, mediante solicitações específicas e em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro, por meio de Reajuste Tarifário Extraordinário - RTE.

Os altos custos incorridos com energia comprada para revenda, o reajuste da tarifa de Itaipu de 46%, o risco hidrológico advindo do ingresso de cotas de energia hidrelétrica, a elevação do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) por Segurança Energética e o reajuste da CDE, que serão repassados ao consumidor nos



respectivos reajustes tarifários, estão impactando significativamente o caixa das Distribuidoras. Dessa forma, a Companhia acredita que esses motivadores são suficientes para a realização de um reajuste tarifário extraordinário, de forma a contemplar custos não gerenciáveis e minimizar o impacto no caixa até que ocorra o próximo reajuste tarifário. A solicitação de Reajuste Tarifário Extraordinário da Companhia foi entregue para a Aneel em janeiro de 2015.

Neste sentido, considerando pedido das Distribuidoras, a Aneel iniciou em 06 de Fevereiro de 2015, a Audiência Pública nº 07/2015, para definir uma metodologia simplificada para o Reajuste Tarifário Extraordinário - RTE que deverá resultar na publicação de nova tarifa para as distribuidoras até o início do mês de março de 2015.







Na metodologia proposta, a Aneel prevê que o reajuste extraordinário deverá cobrir os itens de variação da Parcela A: (i) reajuste CDE, (ii) aumento de custos e variação cambial da tarifa de Itaipu; (iii) alteração do preço médio de compra de energia em razão de montantes de contratos não considerados nos últimos reajustes, decorrentes dos leilões A-0, A-1 de 2014, do Leilão de ajuste de 2015 e ingresso de novas cotas de energia hidrelétrica.

Demais custos não cobertos pela RTE, serão endereçados na Audiência Pública nº 06/2015, que tratará da ampliação do conceito das Bandeiras Tarifárias, detalhada a seguir.

## APRIMORAMENTO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Em complemento a RTE e de maneira a assegurar o repasse dos custos de Parcela A, a Aneel propôs em 06 de Fevereiro de 2015, via Audiência Pública nº 06/2015, a revisão no mecanismo de Bandeiras Tarifárias, bem como a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), em função do Decreto nº 8.401/2015.

A proposta apresentada pela Aneel visa alterar as faixas de acionamento, conforme ilustração abaixo, e regulamentar adicionais de bandeiras amarela e vermelha, com o objetivo de refletir o sinal adequado de preço ao consumidor, incluindo, principalmente, o custo térmico, o risco hidrológico, a exposição involuntária e ESS gerado por despacho dentro da ordem de mérito, com custo variável unitário (CVU) superior ao teto do PLD, e gerado por segurança energética.

Método Atual			Proposta Audiência Pública			Variação Proposta p/ a Tarifa
Bandeira	Variação	Tarifa	Bandeira	Variação	Tarifa	
Verde 	CMO+ESS* < R\$200/MWh	Sem aumento	Verde 	n/a	Sem aumento	-
Amarelo 	R\$200/MWh ≤ CMO+ESS < R\$350/MWh	Aumento de R\$15/MWh	Amarelo 	CVU última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh	+66,7%
Vermelho 	CMO+ESS ≥ R\$350/MWh	Aumento de R\$30/MWh	Vermelho 	CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)	Aumento de R\$55/MWh	+83,3%

A expectativa é que as novas Bandeiras Tarifárias sejam implementadas a partir de 01 de março de 2015.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

## CONSUMO

Consumo Cativos - GWh <sup>1</sup>	4T13 <sup>2</sup>	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	4.216,8	4.248,4	16.748,1	16.882,2	0,7%	0,8%
Comercial	3.255,4	3.295,0	12.252,6	12.737,6	1,2%	4,0%
Industrial	1.420,4	1.378,7	5.588,1	5.280,8	-2,9%	-5,5%
Demais	734,8	751,5	2.885,4	2.926,0	2,3%	1,4%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>9.627,4</b>	<b>9.673,6</b>	<b>37.474,2</b>	<b>37.826,6</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,9%</b>
Clientes livres	2.209,0	2.126,7	8.741,5	8.588,7	-3,7%	-1,7%
<b>Mercado Total</b>	<b>11.836,5</b>	<b>11.800,3</b>	<b>46.215,8</b>	<b>46.415,3</b>	<b>-0,3%</b>	<b>0,4%</b>

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	4T13 <sup>2</sup>	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	4.216,8	4.248,4	16.748,1	16.882,2	0,7%	0,8%
Comercial	3.808,4	3.851,1	14.445,6	14.996,4	1,1%	3,8%
Industrial	2.752,9	2.610,8	10.818,0	10.262,2	-5,2%	-5,1%
Demais	1.058,3	1.090,0	4.204,0	4.274,6	3,0%	1,7%
<b>Total</b>	<b>11.836,5</b>	<b>11.800,3</b>	<b>46.215,8</b>	<b>46.415,3</b>	<b>-0,3%</b>	<b>0,4%</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 4T14 com um volume de 11.800,3 GWh, uma redução de 0,3% em relação ao 4T13. Se desconsiderarmos o impacto positivo de 0,5 dia de faturamento (+41 GWh), a redução do mercado seria de 0,6% no período. Esse desempenho é reflexo da desaceleração econômica, principalmente na produção industrial, que fez com que a classe industrial apresentasse queda de 5,2% no trimestre.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 82%, apresentou acréscimo de 0,5% em relação ao 4T13, totalizando 9.673,6 GWh no 4T14, reflexo do desempenho positivo em todas as classes de consumo, com exceção da classe industrial. Além disso, o mercado cativo foi positivamente influenciado por 0,5 dia a mais de faturamento e negativamente impactado pela migração de 1 unidade comercial para o ACL (Ambiente de Contratação Livre). Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo teria crescido 0,2% no 4T14.

Em 2014, o mercado total na área de concessão da Companhia cresceu 0,4% em comparação a 2013, impulsionado pelo desempenho positivo das classes residencial, comercial total (cativo e livre) e demais classes (cativo e livre) que cresceram 0,8%, 3,8% e 1,7%, respectivamente. Nesse período houve 1,1 dia a menos de faturamento (-108 GWh) e, se esse efeito fosse excluído, o mercado total cresceria 0,7%. 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 no 1S14 e o crescimento de 1,3% da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP)<sup>5</sup> em 2014 contribuíram para o aumento do consumo no período.

A classe industrial total (cativo e livre) retraiu 5,1% em 2014, 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 no 4T14 atingiu 7.322,3 MW, um aumento de 0,2% quando comparada ao 4T13 (7.307,0 MW). Em 2014 a demanda contratada atingiu 29.392,4 MW, um aumento de 0,4% em relação a 2013.

### Desempenho do mercado por classe de consumo

<sup>5</sup> Pesquisa Mensal de Emprego (PME) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

### Residencial

O consumo da classe residencial foi de 4.248,4 GWh no 4T14, um crescimento de 0,7% em relação ao 4T13. No trimestre houve o impacto positivo de 0,1 dia a mais de faturamento (+3 GWh) e a renda real na RMSP cresceu 1,4% no 4T14.

No ano de 2014 a classe residencial cresceu 0,8%, influenciada pelo: (i) incremento de 85 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em dezembro 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 em 2014. No período houve 1 dia a menos de faturamento (-32 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial crescesse 1,0% na comparação com 2013.

### Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 3.295,0 GWh no 4T14 com crescimento de 1,2% na comparação com o 4T13. A classe apresentou impacto positivo de 0,7 dia a mais de faturamento (+24 GWh), compensado em parte pela migração de clientes para o ACL (-4 GWh).

Em 2014 a classe comercial cresceu 4,0%, influenciada: (i) pelo uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado em função das altas temperaturas do 1T14; (ii) pelo bom desempenho do comércio no Estado de São Paulo<sup>6</sup> principalmente durante o 1S14, acumulando crescimento de 1,4% até novembro/14; parcialmente compensados (i) pela migração de clientes ao ACL (-74 GWh); e (ii) por 1,1 dia a menos de faturamento (-47 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe cresceria 4,9% no período.

### Industrial

A demanda contratada na classe industrial total atingiu 7.322,3 MW no 4T14, um aumento de 0,2% quando comparada ao 4T13 (7.307,0 MW). Em 2014, a demanda contratada atingiu 29.392,4 MW, um aumento de 0,4% em relação a 2013. Tanto o 4T14 como o ano foram impactados pelo desligamento de clientes que, se desconsiderados, fariam com que a demanda contratada crescesse 0,5%.

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. No 4T14, o consumo da classe industrial cativa reduziu 2,9% na comparação com o 4T13, totalizando 1.378,7 GWh devido: (i) à migração de clientes ao mercado livre (-10 GWh); (ii) à redução de 7,8% na atividade industrial no Estado de São Paulo<sup>7</sup> no 4T14, resultando na adoção de sistema de layoff para ajustar a produção; e (iii) antecipação de férias coletivas. Houve ainda o efeito positivo de 0,7 dia a mais de faturamento (+10 GWh).

Em 2014 a classe industrial cativa apresentou redução de 5,5% no consumo em comparação a 2013, devido: (i) à migração de clientes ao ACL (-75 GWh); (ii) 1,1 dia a menos de faturamento (-20 GWh); e (iii) à Copa do Mundo, uma vez que algumas indústrias, principalmente as de bens duráveis, anteciparam as férias coletivas de seus colaboradores. Desconsiderados esses efeitos, a classe industrial reduziria 3,9%, refletindo a queda de 6,2% na produção industrial do Estado de São Paulo<sup>8</sup> em 2014.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 751,5 GWh no 4T14, um crescimento de 2,3% em relação ao 4T13, impulsionado, principalmente pela classe de poderes públicos que cresceu 5,8% no 4T14, além de 0,5 dia a mais de faturamento no trimestre (+4 GWh). Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cresceriam 1,7% no trimestre.

<sup>6</sup> Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

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

<sup>8</sup> Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) acumulado até Outubro/2014.



Em 2014, as demais classes cresceram 1,4% em relação a 2013 devido ao aumento de 3,0% 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 1,1 dia a menos de faturamento (-9 GWh), o consumo das demais classes crescerá 1,7%.

### Cientes Livres

A demanda contratada pelos clientes livres atingiu 5.159,9 MW no 4T14, um aumento de 0,5% quando comparada ao 4T13 (5.133,7 MW). Em 2014, o aumento na demanda foi de 1,4% (20.661,6 MW em 2014 versus 20.383,1 MW em 2013).

No 4T14, 1 unidade consumidora migrou 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 2.126,7 GWh no 4T14, uma redução de 3,7% quando comparado ao 4T13 devido, principalmente, ao baixo desempenho da atividade industrial. Desconsiderados os efeitos de migração (13 GWh), o mercado de clientes livres se reduziria 4,2%.

Em 2014, 17 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 unidade retornou para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 141 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Além disso, 3 unidades foram desligadas (-40 GWh) nesse período. O mercado faturado dos clientes livres reduziu-se em 1,7% em função do desempenho da atividade econômica, principalmente no setor industrial, e da Copa do Mundo nos meses de junho e julho. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL, retorno ao ACR e desligamentos, o mercado de clientes livres se reduziria 2,9%.

A evolução da movimentação do número de clientes livre conectados na rede da Companhia e seus respectivos consumos, são identificados na tabela a seguir.

Cientes 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>	<b>3T14</b>	<b>548</b>	<b>2.087</b>	<b>4T13</b>	<b>534</b>	<b>10.811</b>
Saída para Rede Básica	4T14	0	0	últimos 12 meses	0	0
Unidades Desligadas	4T14	-1	-3	últimos 12 meses	-2	-40
Unidades Novas	4T14	0	1,4	últimos 12 meses	0	3,2
Migração para ACL <sup>1</sup>	4T14	1	13	últimos 12 meses	17	150
Retorno para o ACR <sup>2</sup>	4T14	0	-0,1	últimos 12 meses	-1	-8
<b>Total de unidades</b>	<b>4T14</b>	<b>548</b>	<b>2.127</b>	<b>4T14</b>	<b>548</b>	<b>10.798</b>

1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período

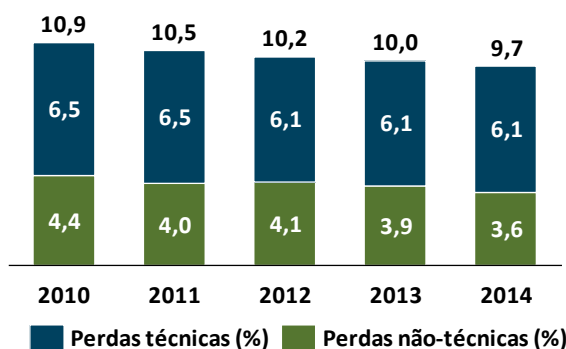
## BALANÇO ENERGÉTICO DO 4T14<sup>9</sup>

SUPRIMENTO (GWh)		FATURAMENTO (GWh)	
Bilateral Tietê	3.218	4.212	Residencial
Itaipu	2.422	3.331	Comercial
Outros bilaterais	-	1.379	Industrial
PROINFA	273	752	P. Público e Outros
Leilão (hídrica)	3.724	10	Consumo próprio
Leilão (térmica)	1.905	210	Perda (transmissão)
CCEE	(622)	1.026	Perda (distribuição)
		<b>Energia Requerida</b>	
		<b>10.920</b>	

A AES Eletropaulo encerrou o 4T14 com um nível de contratação de energia equivalente a 105,5% da sua carga cativa devido a sazonalidade dos seus contratos de fornecimento. O superávit de 605 GWh de energia acumulado pela Companhia foi vendido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

No ano o nível de contratação da Companhia atingiu 98,8%. Essa subcontratação ocorreu principalmente devido: (i) ao crescimento de mercado; (ii) ao cancelamento de contratos oriundos de leilões de energia nova (CCEARs); (iii) à insuficiência de cotas decorrente da Lei n.º 12.783/2013; (iv) ao cancelamento do Leilão A-1 de 2012; e (v) à frustração dos Leilões A-1 de 2013 e A-0 de 2014. Em função dessa subcontratação a Companhia adquiriu energia no mercado de curto prazo, durante o primeiro semestre de 2014, sendo essa exposição reconhecida pelo órgão regulador como involuntária.

### Perdas (%) - (últimos 12 meses)



Referência Aneel de Perdas de 9,5% para o ano regulatório 2014/2015.  
 Referência Aneel de Perdas de 9,7% para o ano civil de 2014.

<sup>9</sup> O balanço energético reflete os números do 4T14 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em dezembro 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 (51.417 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,66%, sendo divididas entre perdas técnicas (6,13%) e não técnicas (3,53%). Em comparação a 2013, as perdas totais apresentaram redução de 0,34 p.p., em função das ações implementadas pela Companhia para redução da parcela não técnica, principalmente relacionada ao segmento de baixa renda. Nesse cenário, desde o final de 2011 a AES Eletropaulo executa um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto pela legislação. Em 2014 mais de 572 mil famílias estavam cadastradas.

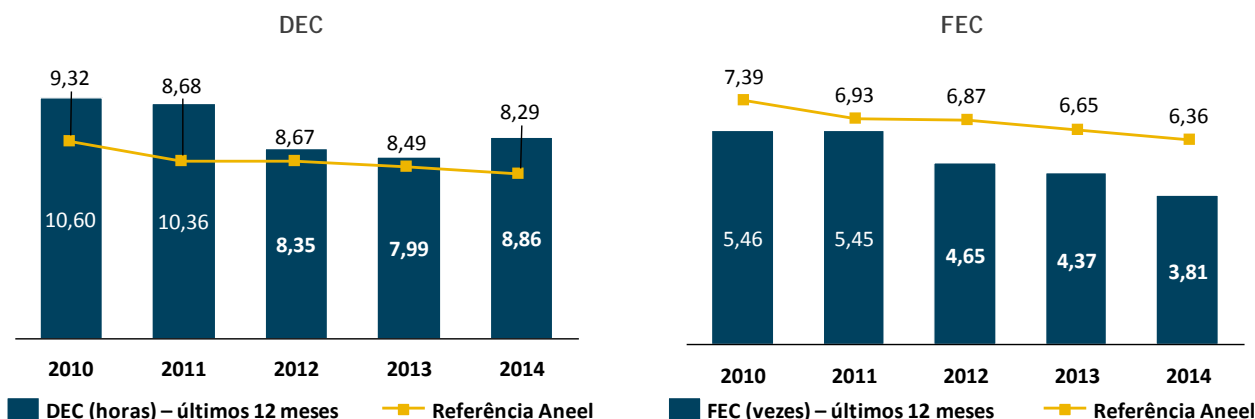
Adicionalmente, a Companhia promove outras ações para redução de perdas, incluindo esforços com a população de baixa renda, das quais destacam-se:

- (i) **inspeções de fraude:** a taxa de assertividade do 4T14 foi de 24,8% versus 17,0% no 4T13. No 4T14 foram realizadas 100,0 mil inspeções e identificadas 24,8 mil irregularidades, enquanto no 4T13 foram realizadas 92,2 mil inspeções e identificadas 15,7 mil irregularidades. Em 2014 foram realizadas 403,9 mil inspeções e identificadas 78,0 mil irregularidades enquanto em 2013 foram realizadas 379,7 mil inspeções e identificadas 67,0 mil irregularidades. No ano a taxa de assertividade foi de 19,3% versus 17,6% em 2013;
- (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 4T14, foram realizadas 74,2 mil visitas e 9,8 mil instalações foram recuperadas, ante 110,9 mil visitas e 17,4 mil instalações recuperadas no 4T13. Em 2014, foram recuperadas 50,0 mil instalações, contra 68,6 mil em 2013; e
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 4T14, foram regularizadas 13,8 mil ligações informais, contra 18,8 mil no 4T13. Em 2014 foram regularizadas 58,7 mil ligações informais, contra 75,8 mil em 2013.

No 4T14, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 44,5 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 164,2 GWh de energia (*versus* 158,9 GWh no 4T13). Em 2014, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 157,3 milhões e acrescentaram ao mercado faturado 633,2 GWh de energia. Esses montantes estão divididos da seguinte forma:

- (i) R\$ 17,4 milhões (66,5 GWh) no 4T14 e R\$ 55,9 milhões (232,4 GWh) no ano, em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 12,8 milhões (46,1 GWh) no 4T14 e R\$ 47,2 milhões (185,4 GWh) em 2014, como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 4,5 milhões (16,1 GWh) no 4T14 e R\$ 18,9 milhões (75,3 GWh) no ano, referente à energia adicionada na recuperação de clientes cortados; e
- (iv) R\$ 9,8 milhões (35,5 GWh) no 4T14 e R\$ 35,3 milhões (140,1 GWh) em 2014, em outras iniciativas de combate a 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 conforme as determinações regulatórias aplicáveis.

O DEC atingiu 8,86 horas nos últimos 12 meses findos em 31 de dezembro de 2014 e apresentou elevação de 10,9% em relação ao mesmo período de 2013 (7,99 horas). Esse desempenho reflete a maior incidência de eventos climáticos intensos principalmente nos últimos dias do ano.

O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 3,81 vezes, uma redução de 12,7% em comparação a 2013 (4,37 vezes). De dezembro de 2010 a dezembro de 2014, a redução do FEC foi de 30,2% e do DEC foi de 16,4%. 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.

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.

Em 2014, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI totalizaram R\$ 18,2 milhões, 2,0% acima do registrado em 2013 no montante de R\$ 18,6 milhões.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 4.257,7 milhões no 4T14, um aumento de R\$ 1.075,4 milhões, ou 33,8%, quando comparada ao 4T13. Excluindo o efeito do reconhecimento do ativo regulatório líquido<sup>10</sup> no montante de R\$ 270,5 milhões, a receita bruta do trimestre atingiu R\$ 3.987,2 milhões, um incremento de 25,3% em comparação aos R\$ 3.182,4 milhões registrados no 4T13.

Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

<sup>10</sup> De acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, e com a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de “Parcela A” – CVA.

- (i) aumento de 22,5% (R\$ 619,3 milhões) na receita total de fornecimento, em função, principalmente, do reajuste tarifário de 9,06% ocorrido em 04 de julho de 2014 e do maior consumo da classe comercial e residencial cativa;
- (ii) venda de energia sobrecontratada no mercado de curto prazo a uma tarifa média de R\$ 719,46/GWh, gerando uma receita bruta de R\$ 426,5 milhões no 4T14;
- (iii) redução de R\$ 81,4 milhões na devolução do passivo regulatório formado pela postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica (R\$ 100,7 milhões no 4T14 versus R\$ 182,1 milhões no 4T13); parcialmente compensados pela:
- (iv) amortização da parcela relativa à devolução do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 81,4 milhões.

Em 2014, a receita operacional bruta totalizou R\$ 14.509,0 milhões, um aumento de 15,0% em relação a 2013. Essa variação é explicada, principalmente, pela maior receita de fornecimento decorrente do último reajuste tarifário e do crescimento de mercado no montante de R\$ 812,6 milhões e pela venda de energia no curto prazo, superior em R\$ 803,9 milhões. Excluindo o reconhecimento do ativo regulatório líquido no montante de R\$ 270,5 milhões, a receita bruta do ano atingiu R\$ 14.238,5 milhões em 2014, um incremento de 12,9% em comparação aos R\$ 12.611,3 milhões registrados em 2013.

## DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 25,6% da receita operacional bruta no 4T14, totalizando R\$ 1.088,4 milhões, um aumento de R\$ 251,3 milhões quando comparado ao 4T13. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pelo aumento de R\$ 161,4 milhões em ICMS e de R\$ 63,8 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável; e
- (ii) pelo aumento de R\$ 22,4 milhões com encargos da CDE.

Em 2014, as deduções somaram R\$ 3.951,7 milhões, um aumento de 9,8% em relação a 2013. A variação é explicada principalmente pelo aumento de R\$ 189,0 milhões com ICMS e de R\$ 87,3 milhões com PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável e de R\$ 89,7 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\$ 3.169,4 milhões no 4T14, um aumento de R\$ 824,1 milhões, ou 35,1%, quando comparada ao 4T13, devido, principalmente, a (i) maior receita de fornecimento decorrente do último reajuste tarifário e crescimento de mercado; (ii) a receita da venda de energia no curto prazo; (iii) reconhecimento de R\$ 270,5 milhões, em dezembro de 2014, relativo ao ativo financeiro setorial líquido<sup>11</sup>; (iv) redução de R\$ 81,4 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 4T14 versus R\$ 182,1 milhões no 4T13); parcialmente compensados pela (iv) amortização da parcela relativa à devolução do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 81,4 milhões.

Em 2014, a receita operacional líquida totalizou R\$ 10.557,3 milhões, 17,1% maior que o registrado em 2013 (R\$ 9.012,2 milhões) principalmente em função (i) do aumento de 7,3% na receita de fornecimento; (ii) da energia vendida no curto prazo; e (iii) do reconhecimento de R\$ 270,5 milhões, em dezembro de 2014, relativo ao ativo financeiro setorial líquido. Esse aumento foi parcialmente compensado pela

<sup>11</sup> De acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, e com a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA.



amortização do passivo regulatório formado por conta da postergação do 3RTP no montante de R\$ 563,8 milhões, R\$ 198,8 milhões maior do que em 2013 (R\$ 365,0 milhões), e pela restituição de R\$ 162,8 milhões, no segundo semestre de 2014, referente ao ativo possivelmente inexistente.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 2.439,8 milhões no 4T14, um aumento de 15,1% em relação ao 4T13, principalmente em função do aumento de 35,4% nos custos com energia comprada para revenda. Em 2014, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 9.498,2 milhões, um incremento de 27,1% em relação a 2013, impulsionado pelo incremento de 41,3% nos custos com compra de energia. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
<b>Parcela A</b>	<b>1.672,3</b>	<b>2.083,4</b>	<b>5.833,5</b>	<b>7.895,8</b>	<b>24,6%</b>	<b>35,4%</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.490,0	2.017,7	5.296,7	7.483,8	35,4%	41,3%
Transmissão	178,3	61,7	517,0	396,1	-65,4%	-23,4%
Taxa de fiscalização Aneel	4,0	4,0	19,8	15,9	0,2%	-19,7%
<b>PMSO</b>	<b>448,0</b>	<b>356,4</b>	<b>1.640,3</b>	<b>1.602,4</b>	<b>-20,4%</b>	<b>-2,3%</b>
Pessoal e Entidade de Previdência	203,3	282,0	844,1	964,8	38,7%	14,3%
Pessoal	122,6	210,3	506,4	678,8	71,5%	34,0%
Entidade de Previdência Privada	80,6	71,7	337,7	286,0	-11,1%	-15,3%
Materiais	12,1	9,6	46,2	42,9	-20,5%	-7,2%
Serviços de Terceiros	121,2	110,2	456,8	445,9	-9,1%	-2,4%
Outros	111,4	(45,3)	293,2	148,9	-140,7%	-49,2%
<b>Total</b>	<b>2.120,3</b>	<b>2.439,8</b>	<b>7.473,8</b>	<b>9.498,2</b>	<b>15,1%</b>	<b>27,1%</b>

### Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como “Parcela A” são repassadas à tarifa. No IFRS, os valores referentes à Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA não são refletidos na contabilidade da Companhia. 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 20 deste Release e na Nota Explicativa n.º 35 das Demonstrações Contábeis da Companhia. Ressalta-se, no entanto, que com a adoção da OCPC-08, a companhia passou a reconhecer, em dezembro de 2014, determinados ativos e passivos financeiros setoriais. Maior detalhamento sobre essa adoção será detalhada na seção “Ativos e Passivos Regulatórios”.

De acordo com a orientação do CPC, Companhia registrou no exercício de 2014, o saldo do ativo financeiro setorial líquido, em contrapartida à receita operacional líquida. A partir de 2015, tal registro ocorrerá em contas específicas, de acordo com a natureza do fato gerador.

### Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 4T14, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 35,4% (R\$ 527,7 milhões) em comparação ao 4T13, totalizando R\$ 2.017,7 milhões. Essa variação é resultado do aumento de 41,8% no preço médio da energia comprada e do aumento de 5,0% no volume de energia comprada (11.532 GWh no 4T14 versus 10.981 GWh no 4T13).

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

- (i) **Energia no curto prazo:** redução de R\$ 123,7 milhões em função da sobrecontratação da Companhia durante o trimestre;

- (ii) **Leilões:** custos R\$ 635,2 milhões maiores, resultado do aumento no volume e no preço médio, conforme abaixo:
- Térmicas por disponibilidade:** maior volume de energia comprada em 12,1% e preço médio superior em 51,8%, totalizando um aumento de R\$ 247,3 milhões;
  - Hídricas:** aumento de 113,7% no preço médio e de 5,1% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 388,0 milhões.
- (iii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 158,4 milhões, em função do maior volume contratado em 23,6% e do reajuste de 6,2% no preço do contrato, ocorrido em julho de 2014; e
- (iv) **Itaipu:** aumento de R\$ 26,9 milhões em função do maior preço médio desse contrato em 9,7% (reflexo da maior cotação do dólar entre os períodos), parcialmente compensado pelo menor volume de energia adquirido no período.

Em 2014 a despesa com energia comprada para revenda totalizou R\$ 7.483,8 milhões, um aumento de 41,3% (R\$ 2.187,2 milhões) em comparação a 2013, principalmente em função do maior volume de energia comprada (45.077 GWh em 2014 versus 43.539 GWh em 2013). 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 em 2014 x 2013:

- (i) **Energia no curto prazo:** custos R\$ 901,3 milhões maiores do que o registrado em 2013 em função do maior volume e preço da energia comprada na CCEE no comparativo entre os períodos;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 1.950,6 milhões maiores, resultado do aumento no volume e no preço médio, conforme abaixo:
- Térmicas por disponibilidade:** maior volume de energia comprada em 10,9%, totalizando um aumento de R\$ 1.038,5 milhões;
  - Hídricas:** aumento de 74,3% no preço médio e de 4,3% no volume de energia comprada, totalizando um aumento de R\$ 912,2 milhões.
- (iii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 145,5 milhões, em função do reajuste no preço do contrato, ocorrido em julho de 2014, apesar da manutenção do volume contratado;
- (iv) **Itaipu:** aumento de R\$ 79,0 milhões em função do maior preço médio do contrato (reflexo da maior cotação do dólar entre os períodos), parcialmente compensado pelo menor volume de energia adquirido no período (-2,7%).

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	4T13	4T14	2013	2014	Part.% 4T13	Part.% 4T14	Part.% 2013	Part.% 2014
AES Tietê	194,2	206,3	188,0	201,1	25,3%	28,6%	26,9%	26,3%
Itaipu	127,6	140,0	121,8	133,4	23,8%	21,5%	23,9%	22,7%
Leilão	127,2	231,7	125,6	208,4	50,8%	49,8%	49,1%	51,0%
Térmica	200,9	305,0	214,2	333,5	17,1%	17,5%	16,2%	17,5%
Hídrica	89,9	192,1	82,1	143,1	33,7%	32,4%	32,9%	33,5%
Tarifa	144,3	204,7	141,5	189,5	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprada por Fonte* - (GWh)	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
AES Tietê	2.604	3.218	11.108	11.108	23,6%	0,0%
Itaipu	2.447	2.424	9.851	9.587	-0,9%	-2,7%
Leilões	5.218	5.607	20.246	21.564	7,4%	6,5%
Térmica	1.754	1.966	6.672	7.401	12,1%	10,9%
Hídrica	3.464	3.641	13.574	14.163	5,1%	4,3%
Energia no Curto Prazo	433	10	1.317	1.849	-97,8%	40,3%
Outros	272	273	972	969	0,4%	-0,3%
<b>Volume</b>	<b>10.981</b>	<b>11.532</b>	<b>43.539</b>	<b>45.077</b>	<b>5,0%</b>	<b>3,5%</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\$ 61,7 milhões no 4T14, uma redução de 65,4% em comparação ao 4T13. Tal redução se deve principalmente pelo efeito positivo na liquidação da CCEE de R\$ 182,3 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 2014 as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram uma redução de 23,4% em comparação a 2013. A redução se deve principalmente ao efeito positivo na liquidação da CCEE de R\$ 91,5 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 (R\$ 373,0 milhões), parcialmente compensados pela maior despesa com uso da rede básica e ESS dado o repasse de recurso da CDE ocorrido em 2013 no montante de R\$ 420,3 milhões.

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

No 4T14, o PMSO reportado foi de R\$ 356,4 milhões, uma redução de 20,4%, ou R\$ 91,6 milhões, em comparação ao mesmo período de 2013.

Em 2014, o PMSO reportado foi de R\$ 1.602,4 milhões, uma redução de 2,3%, ou R\$ 37,8 milhões, em comparação a 2013.

PMSO - em R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T13 x 4T14	Var (%) 2013 x 2014
Pessoal	203,4	282,0	844,3	964,8	38,7%	14,3%
Material	12,1	9,6	46,2	42,9	-20,5%	-7,2%
Serviços de Terceiros	121,2	110,2	456,8	445,9	-9,1%	-2,4%
Outras despesas	111,4	(45,3)	293,2	148,9	-140,7%	-49,2%
<b>PMSO - reportado</b>	<b>448,1</b>	<b>356,4</b>	<b>1.640,4</b>	<b>1.602,4</b>	<b>-20,4%</b>	<b>-2,3%</b>
Entidade de Previdência Privada	80,6	71,7	337,7	286,0	-11,1%	-15,3%
PCLD e Baixas	27,1	30,6	16,9	80,6	12,8%	376,1%
Provisão de litígios e contingências, líquida	36,7	(14,8)	104,4	29,0	-140,3%	-72,3%
Outros	20,8	(13,3)	67,1	23,0	-163,8%	-65,8%
<b>PMSO - excluindo não gerenciáveis</b>	<b>282,8</b>	<b>282,3</b>	<b>1.114,2</b>	<b>1.183,9</b>	<b>-0,2%</b>	<b>6,3%</b>

## Pessoal

Pessoal - em R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T13 x 4T14	Var (%) 2013 x 2014
Pessoal e Encargos	122,7	210,3	506,5	678,8	71,4%	34,0%
Entidade de Previdência Privada	80,6	71,7	337,7	286,0	-11,1%	-15,3%
<b>Total</b>	<b>203,4</b>	<b>282,0</b>	<b>844,3</b>	<b>964,8</b>	<b>38,7%</b>	<b>14,3%</b>

- Despesas com Pessoal e Encargos**

No 4T14, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 210,3 milhões, um aumento de 71,4% em comparação ao 4T13. Essa variação deve-se, sobretudo, ao (i) efeito do aprimoramento no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex (R\$ 64 milhões), sendo R\$ 57,4 milhões referente ao ano de 2013 e não recorrente, como preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ser implementado em 2015 pela ANEEL; (ii) evento em Dez/13 no qual a Companhia reverteu o passivo atuarial referente a Lei nº 9.656/98, artigos 30 e 31 de assistência médica pós emprego, oferecido a colaboradores desligados/aposentados (R\$ 19,4 milhões); e (iii) reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo (R\$ 4,6 milhões). Se desconsiderarmos os efeitos do aprimoramento no critério de rateio de mão de obra e da reversão do passivo atuarial em Dez/13, o aumento das despesas com Pessoal e Encargos seria de 3,0%, ou R\$ 4,2 milhões.

No acumulado do ano, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 678,8 milhões, um aumento de 34,0% em comparação ao ano de 2013. Essa variação deve-se, principalmente, ao efeito da mudança no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex (R\$ 91,9 milhões).

- Despesa com Entidade de Previdência Privada**

No 4T14, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 71,7 milhões, uma redução de 11,1% ou R\$ 9,0 milhões em comparação ao 4T13. Essa redução decorre principalmente 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.

No acumulado do ano, a despesa com entidade de previdência privada foi de R\$ 286 milhões, uma redução de 15,3% em comparação ao ano de 2013, decorrente, principalmente, da diferença na taxa de desconto, referenciada acima.

Para 2015, a despesa contábil com entidade de previdência privada estimada, de acordo com cálculo atuarial, será de aproximadamente R\$ 312,9 milhões, superior em 10,8% às despesas de 2014. Esse aumento decorre da redução da taxa de desconto e retorno aplicada sobre os ativos e passivos do plano em função da redução das taxas de mercado relativas aos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B), passando de 6,4% em 31/12/2013 para 6,15% em 31/12/2014.

### Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 4T14, as despesas com materiais e serviços de terceiros apresentaram uma redução de 10,2% em comparação ao 4T13, totalizando R\$ 119,8 milhões. Essa variação deve-se, sobretudo a: (i) destinação de resíduo dos transformadores contaminado com PCB<sup>12</sup> no 4T13 (R\$ 4,0 milhões); (ii) recuperação de despesas, referente ao acidente na rede elétrica em Junho/14 (R\$ 3,3 milhões), junto à seguradora; e (iv) redução de despesas relacionadas a honorários advocatícios (R\$ 2,1 milhões).

Em 2014, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 488,8 milhões, uma redução de 2,8% em comparação ao ano de 2013. Esse desempenho é explicado por custos não recorrentes registrados no 1T13 referente a rescisões contratuais e internalização de equipes de emergência.

<sup>12</sup> PCB - Bifenilos Policlorados. Componente químico de transformadores antigos

### 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	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T13 x 4T14	Var (%) 2013 x 2014
PCLD e Baixas	27,1	30,6	16,9	80,6	12,8%	376,1%
Provisão de litígios e contingências	36,7	(14,8)	104,4	29,0	-140,3%	-72,3%
Demais Despesas*	47,6	(61,1)	171,8	39,3	-228,4%	-77,1%
<b>Total</b>	<b>111,4</b>	<b>(45,3)</b>	<b>293,2</b>	<b>148,9</b>	<b>-140,7%</b>	<b>-49,2%</b>

No 4T14, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 45,3 milhões, uma redução de 140,7% ou R\$ 156,7 milhões em comparação ao 4T13. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) reconhecimento de R\$ 114 milhões da venda de imóvel no bairro Cambuci, excluindo despesas administrativas e baixas;
- (ii) reclassificação de juros e multas das contingências para Despesas Financeiras no montante de R\$ 32,5 milhões;
- (iii) redução de despesas com desativação e baixas de ativos (R\$ 18,8 milhões); e
- (iv) baixa no inventário (R\$ 12,5 milhões).

Em 2014, o grupo de outras despesas operacionais atingiu R\$ 148,9 milhões, uma redução de 49,2% em comparação a 2013, explicada principalmente pelas reversões de:

- (i) PCLD referente aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) no montante de R\$ 59 milhões em 2013;
- (ii) reclassificação de juros e multas das contingências para Despesas Financeiras no montante de R\$ 32,5 milhões;
- (iii) provisão em 2013 da Prefeitura de Carapicuíba em R\$ 14 milhões; e
- (iv) provisão trabalhista de contribuição social no montante de R\$ 21 milhões em 2014.

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\$ 36 milhões).

### EBITDA

No 4T14, o Ebitda Ajustado (pelos ativos e passivos regulatórios, ativo possivelmente inexistente e despesas com o fundo de pensão) foi de R\$ 503,9 milhões, contra R\$ 271,9 milhões no 4T13. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 149,3 milhões de crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas; e
- (ii) redução do Opex em R\$ 82,7 milhões, incluindo efeito recorrente de R\$ 8,7 milhões e não recorrente de R\$ 57,4 milhões do aprimoramento no processo de contabilização de custos.

No acumulado do ano, o Ebitda Ajustado (pelos ativos e passivos regulatórios, ativo possivelmente inexistente e despesas com o fundo de pensão) foi de R\$ 1.493 milhões, um crescimento de 29%, ou R\$ 336 milhões. O aumento é explicado, principalmente, pelo impacto positivo de R\$ 350,2 milhões com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas, compensando pela maior despesa com PMSO gerenciável, em R\$ 13,7 milhões, incluindo o aprimoramento no processo de contabilização de custos no montante de R\$ 91,9 milhões (R\$ 31,5 milhões recorrente e R\$ 60,4 milhões não recorrente).



O Ebitda Reportado no 4T14 foi positivo em R\$ 602,6 milhões, ante um resultado negativo de R\$ 50,9 milhões no 4T13. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 270,5 milhões relativo ao ativo regulatório líquido, o Ebitda no 4T14 é de R\$ 332,1 milhões, R\$ 383 milhões maior que no 4T13, principalmente em função:

- (i) da receita proveniente da venda de energia no mercado de curto prazo dada a sobrecontratação da Companhia;
- (ii) reconhecimento da venda do imóvel no bairro Cambuci no montante líquido de R\$ 114 milhões, compensado
- (iii) pela devolução de R\$100,7 milhões referente à parcela de amortização do passivo regulatório formado com a postergação, pela Aneel, da 3RTP e
- (iv) pela devolução da parcela do ativo possivelmente inexistente no montante de R\$ 81,4 milhões.

Em 2014, o Ebitda Reportado foi de R\$ 476,1 milhões, ante um resultado positivo de R\$ 729,4 milhões em 2013. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 270,5 milhões relativo ao ativo regulatório líquido, o Ebitda em 2014 é de R\$ 205,6 milhões, R\$ 523,8 milhões menor que em 2013, principalmente em função da exposição involuntária a custos com compra de energia maiores e da devolução de R\$ 563,8 milhões referente à amortização do passivo regulatório e R\$ 162,8 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\$ 1,1 bilhão contabilizado em 2013.

O Ebitda previsto nos covenant<sup>13</sup> das dívidas da Companhia, foi de R\$ 1.356,0 milhões no acumulado do ano.

## RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 4T14 uma despesa financeira de R\$ 53,0 milhões, ante uma receita financeira de R\$ 43,4 milhões no 4T13. O aumento da despesa financeira é explicado, principalmente, por:

- (i) R\$ 31,1 milhões em função da maior taxa de juros no período (CDI no 4T14 de 11,15%, contra 9,24% no 4T13) e do aumento no saldo da dívida líquida;
- (ii) R\$ 32,5 milhões relativo à reclassificação da atualização monetária de processos judiciais e outros para o subgrupo de Despesas Financeiras, anteriormente classificada na rubrica de provisão (Outros)<sup>14</sup>;

Em 2014, a Companhia registrou uma despesa financeira de R\$ 201,9 milhões, ante uma receita financeira de R\$ 16,0 milhões em 2013. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo efeito líquido do CDI no encargo das dívidas no montante de R\$ 103,6 milhões em função do aumento da taxa de juros e do aumento de R\$ 36,2 milhões na dívida líquida e pela reclassificação da atualização monetária de processos judiciais e outros no total de R\$ 32,5 milhões em 2014, conforme anteriormente mencionado.

### Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 132,2 milhões no 4T14, uma queda de 13,3% em relação aos R\$ 152,4 milhões registrados no 4T13. Esse desempenho é explicado pelo impacto negativo de R\$ 36,0 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão<sup>15</sup>.

<sup>13</sup> Ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e despesas com fundo de pensão.

<sup>14</sup> A Companhia efetuou algumas reclassificações de contas relativas às demonstrações do resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 com o intuito de propiciar a comparabilidade com as informações apresentadas entre os anos 2013 e 2012. As principais alterações foram: (i) atualizações monetárias e juros dos processos judiciais e outros da rubrica "Provisão/Reversão para processos judiciais e outros" para despesa financeira; (ii) variações monetárias ativas e passivas foram reclassificadas respectivamente para receita e despesa financeira, ficando apenas as variações cambiais separadas.

Já no ano de 2014, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 328,6 milhões, uma redução de 17,4% em comparação a receita de 2013 (R\$ 398,1 milhões). O desempenho do ano é explicado principalmente pelo impacto negativo de R\$ 61,0 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão, além da queda no rendimento de aplicações financeiras no período no valor de R\$3,2 milhões, devido ao menor saldo médio de aplicações (R\$ 975,8 milhões em 2013 contra R\$ 723,8 milhões em 2014).

### Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 4T14 totalizaram R\$ 167,8 milhões, um aumento de 66,4% em comparação ao 4T13 (R\$ 100,9 milhões). Essa variação é explicada, principalmente pelo aumento do CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas em R\$ 31,1 milhões e, pela reclassificação para Despesas Financeiras, da atualização monetária de processos judiciais e outros, no valor de R\$ 32,5 milhões<sup>16</sup>.

Em 2014, as despesas financeiras atingiram R\$ 504,9 milhões, um aumento de 38,4% em comparação a 2013. Essa variação deve-se, principalmente, ao aumento de R\$ 103,6 milhões com encargos de dívida, em função do aumento do CDI e do saldo da dívidas, em R\$ 36,2 milhões, e à reclassificação da atualização monetária de processos judiciais e outros, no valor de R\$ 32,5 milhões, conforme anteriormente mencionado.

### Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 4T14, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram despesa de R\$ 17,4 milhões, contra a despesa de R\$ 8,6 milhões registrada no 4T13. Este desempenho é explicado, principalmente, por R\$ 9,1 milhões em função da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu.

No acumulado do ano, as variações monetárias e cambiais líquidas totalizaram uma despesa de R\$ 25,7 milhões, alta de 49,1% em relação ao total de R\$ 17,2 milhões registrado em 2013. Tal desempenho é devido ao impacto negativo de R\$ 8,7 milhões com a variação cambial sobre o valor de energia comprada de Itaipu no ano de 2014.

### LUCRO LÍQUIDO AJUSTADO

No 4T14, a Companhia apresentou um lucro líquido ajustado pelos ativos e passivos regulatórios, e restituição de ativo possivelmente inexistente de R\$ 186,3 milhões *versus* lucro líquido de R\$ 83,5 milhões registrados no 4T13. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 98,5 milhões de impacto positivo com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com redução de perdas;
- (ii) R\$ 5,9 milhões com redução de previdência privada; e
- (iii) redução de R\$ 54,6 milhões do Opex ; parcialmente compensado por:
- (iv) R\$ 56,2 milhões relativo, principalmente, ao aumento com depreciação e resultado financeiro.

Em 2014, a Companhia registrou um lucro líquido ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e restituição de ativo possivelmente inexistente de R\$ 379,0 milhões, contra um lucro líquido ajustado de R\$ 228,2 milhões em 2013. O desempenho é explicado pelo impacto positivo de (i) R\$ 231,1 milhões com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com redução de perdas; (ii) R\$ 9,0 milhões com maior Opex; (iii) redução de R\$ 34,1 milhões com previdência privada; e (iv) R\$ 105,4 milhões principalmente com aumento com depreciação e resultado financeiro.

O resultado reportado no 4T14 foi um lucro líquido de R\$ 275,6 milhões, contra um prejuízo líquido de R\$ 72,8 milhões no mesmo período do ano anterior. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 178,6

<sup>15</sup> Refere-se a investimentos que não serão totalmente depreciados até o término da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 3 das Demonstrações Financeiras

milhões relativo ao ativo regulatório líquido, o lucro líquido no 4T14 foi de R\$ 97,0 milhões, um aumento de R\$ 169,8 milhões, devido principalmente à sobrecontratação no período e redução das despesas gerenciáveis.

Em 2014, a Companhia registrou um prejuízo líquido reportado de R\$ 131,8 milhões, ante um lucro líquido de R\$ 198,7 milhões em 2013. Excluindo o efeito do reconhecimento de R\$ 178,6 milhões, relativo ao ativo regulatório líquido, 2014 passa a apresentar prejuízo líquido no montante de R\$ 310,4 milhões reflexo da exposição involuntária registrada pela Companhia, que resultou na compra de energia a um custo elevado.

## ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

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

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

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

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

Ativos e Passivos Regulatórios	4T13	4T14	2013	2014
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(92,4)	(60,5)	293,7	(82,2)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(195,1)	(23,9)	(369,1)	(833,7)
<b>Total</b>	<b>(287,5)</b>	<b>(84,4)</b>	<b>(75,4)</b>	<b>(915,9)</b>

No 4T14, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 60,5 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 23,9 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 84,4 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\$ 39,4 milhões referentes, principalmente, à venda de energia.

Em 2014, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 82,2 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 833,7 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 915,9 milhões no resultado da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 563,8 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\$ 382,6 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 transitassem no seu resultado em 2013 e em 2014.

Ativos e Passivos Regulatórios	4T13	4T14	2013	2014
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	(73,3)	(97,0)	198,1	(310,3)
(Ativos) / Passivos regulatórios - líquido de IR/CS	(189,7)	(55,7)	(49,8)	(604,5)
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios <sup>1</sup></b>	<b>116,4</b>	<b>(41,3)</b>	<b>247,9</b>	<b>294,2</b>

<sup>1</sup> - Não ajustado pela restituição do ativo possivelmente inexistente

No quadro abaixo, estão demonstrados os ativos e passivos regulatórios estimados pela Companhia, acumulados até 31 de dezembro 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	186,8	261,7	448,5
Efeitos da postergação da revisão tarifária	(201,3)	-	(201,3)
Fator Xe	(55,4)	-	(55,4)
BRR Incremental (Dezembro 2013)	78,7	-	78,7
<b>Total</b>	<b>8,8</b>	<b>261,7</b>	<b>270,5</b>

## ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, e de acordo com os critérios utilizados para o cálculo dos covenants da Companhia, consideramos o saldo devedor com o fundo de pensão, de R\$ 1.270,8 milhões (excluindo o efeito do corredor no montante de R\$ 1.548,0 milhões).

Em 31 de dezembro de 2014, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 909,2 milhões, valor R\$ 65,0 milhões inferior ao mesmo período de 2013.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.433,5 milhões, um aumento de 17% em relação ao 4T13. Esse aumento deve-se principalmente a:

- (i) desembolso de R\$29 milhões, referente ao 2º contrato com a FINEP;
- (ii) 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 350 milhões, em agosto de 2014; e
- (iii) diminuição de R\$ 65 milhões no saldo de caixa.

Parcialmente compensados pelo:

- (iv) pagamento da 2ª parcela de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 20 milhões, em maio de 2014;
- (v) pagamento da 3ª parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 60 milhões, em novembro de 2014;

Dívida - R\$ milhões	4T13	4T14
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.747,8	3.071,9
Fundo de Pensão	1.212,9	1.270,8
(-) Disponibilidades <sup>(1)</sup>	974,2	909,2
<b>Dívida líquida</b>	<b>2.986,6</b>	<b>3.433,5</b>
Ebitda (últimos 12 meses)	729,2	476,1
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	337,7	286,0
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	120,0	593,9
<b>Ebitda ajustado (últimos 12 meses)</b>	<b>1.187,0</b>	<b>1.356,0</b>
<b>Despesa financeira sobre empréstimos <sup>(2)</sup></b>	<b>(249,5)</b>	<b>(332,2)</b>
<b>Dívida líquida <sup>(2)</sup> / Ebitda ajustado</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>
<b>Ebitda ajustado / Despesa financeira <sup>(2)</sup></b>	<b>4,8</b>	<b>4,1</b>

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

Em 31 de Dezembro de 2013, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 2.695,1 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,42% a.a., e passou para R\$ 3.009,0 milhões, a um custo médio de CDI + 1,43% a.a. em 31 de Dezembro de 2014, em função, principalmente, da 16ª emissão de debêntures.

O saldo da dívida atrelado aos demais índices (principalmente IGPDI + 5,5%a.a.) em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 1.250,3 milhões. Em 31 de dezembro de 2014, este saldo atrelado aos demais índices passou a totalizar R\$1.321,7 milhões, ao mesmo custo médio de 2013, conforme mencionado acima.

O prazo médio da dívida em 2014 é de 5,36 anos, inferior ao prazo médio de 6,09 anos em 2013.

Considerando o Ebitda previsto no covenant<sup>17</sup> dos 12 meses findos em dezembro de 2014, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, de 2,5x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 4,1x.

Os covenants da dívida da Companhia para o 4T14 são:

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

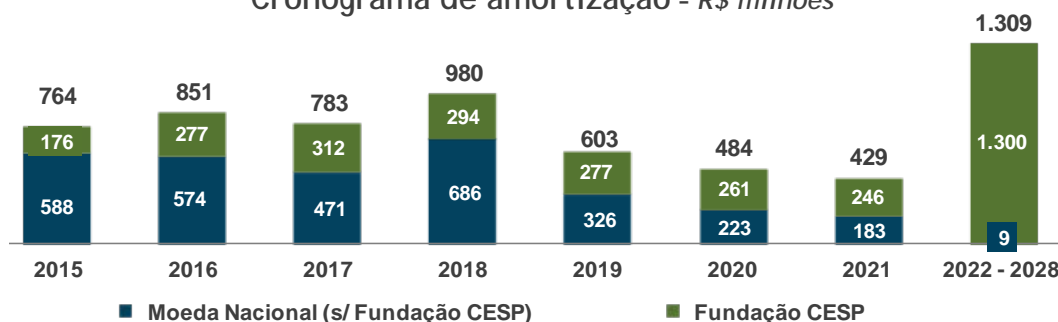
Desta forma, em 31 de dezembro de 2014, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de suas dívidas.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

<sup>17</sup>O Ebitda ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização, todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação". Adicionalmente, os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado operacional acima.



### Cronograma de amortização - R\$ milhões



## INVESTIMENTOS

No 4T14, a AES Eletropaulo investiu R\$ 129,8 milhões. Do total, R\$ 110,8 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 19,1 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No acumulado do ano, a Companhia investiu R\$ 583,0 milhões, sendo que R\$ 510,4 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 72,6 milhões financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T13x4T14	Var (%) 2013x2014
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	68,1	48,0	361,7	282,3	-29,6%	-21,9%
Confiabilidade Operacional	63,5	29,1	193,1	143,6	-54,2%	-25,6%
Recuperação de Perdas	3,5	3,2	23,2	8,9	-7,2%	-61,5%
Tecnologia da Informação	9,6	12,2	29,9	33,5	27,8%	12,2%
Outros	13,5	18,2	36,6	42,0	35,1%	14,9%
<b>Total (c/ recursos próprios)</b>	<b>158,2</b>	<b>110,8</b>	<b>644,4</b>	<b>510,4</b>	<b>-30,0%</b>	<b>-20,8%</b>
Financiado pelo cliente	94,1	19,1	164,7	72,6	-79,7%	-55,9%
<b>Total</b>	<b>252,3</b>	<b>129,8</b>	<b>809,1</b>	<b>583,0</b>	<b>-48,5%</b>	<b>-27,9%</b>

Em 2015 a Companhia planeja investir R\$ 593,6 milhões. Desse montante, são previstos R\$ 521,9 milhões com recursos próprios e R\$ 71,7 milhões financiados pelos clientes.

### Principais Investimentos - 4T14 e 2014

**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 4T14, R\$ 43,6 milhões foram investidos na adição de 32,5 mil novos clientes (8,3 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e R\$ 4,3 milhões foram investidos em obras de expansão para a melhora da qualidade do fornecimento de energia. Destacam-se inauguração da ETD Esplanada a qual adicionou 120 MVA ao sistema, tais obras beneficiarão uma população de aproximadamente 114 mil habitantes.
- Em 2014 foram investidos R\$ 152,5 milhões para atender à adição de 153,4 mil novos clientes (44,3 mil estão relacionados às regularizações de ligações ilegais) e R\$ 129,9 milhões foram investidos em obras de expansão que beneficiaram aproximadamente 534 mil usuários 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 4T14, foram investidos R\$ 29,1 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 951 km da rede; e (ii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- Em 2014 foram investidos R\$ 143,6 milhões, destinados principalmente a manutenção de 2.260 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 4T14 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 3,2 milhões. Foram realizadas 13,6 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 8,93 mil irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.
- No acumulado 2014 foram investidos R\$ 8,9 milhões em recuperação de perdas, totalizando 26,7 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 18,5 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 4T14 foi investido um total de R\$ 12,2 milhões em projetos de TI e em 2014 foi investido um total de R\$ 33,5 milhões.

#### **Outros**

- No 4T14, foram investidos R\$ 18,2 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 1,8 milhão foi destinado a muros, passeios e taludes, R\$ 1,8 milhão referentes à renovação da frota de veículos, R\$ 3,7 milhões em reforma de instalação e R\$ 3,7 milhões em alarme perimetral, entre outros investimentos.
- Em 2014 foram investidos R\$ 42,0 milhões em outros projetos, R\$ 7,0 milhões referentes a muros, passeios e taludes e R\$ 7,5 milhões em renovação da frota de veículos, entre outros investimentos.

#### **Financiado pelo Cliente**

Os investimentos financiados pelos clientes totalizaram R\$ 19,0 milhões no 4T14 e referem-se, principalmente, à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

No total do ano 2014 os investimentos financiados por clientes totalizaram R\$ 72,6 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	4T13	2013	1T14	2T14	3T14	4T14	2014
Saldo inicial de caixa	814	930	986	1.288	814	974	669	255	942	974
Geração de caixa operacional	334	499	587	61	1.480	(11)	(38)	341	433	724
Investimentos	(192)	(189)	(184)	(175)	(741)	(102)	(151)	(181)	(67)	(501)
Despesa Financeira Líquida/Amortizações Líquidas	(13)	(182)	(11)	(107)	(312)	(21)	(169)	550	(149)	211
Despesas com Fundo de Pensão	(55)	(54)	(55)	(56)	(221)	(74)	(49)	(43)	(44)	(210)
Imposto de Renda	(7)	(0)	(15)	(3)	(25)	(45)	(2)	(0)	(2)	(49)
Alienação de Ativos	6	22	13	9	49	-	-	24	3	28
Caixa restrito e/ou bloqueado	44	(40)	(32)	54	26	(51)	(6)	(3)	126	65
Caixa livre	116	56	301	(266)	208	(305)	(414)	687	36	(33)
Saldo final de caixa	930	986	1.288	974	974	669	255	942	909	909

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 4T14 em comparação ao 4T13

A Companhia registrou aumento da geração de caixa operacional no 4T14 quando comparada ao 4T13 devido, principalmente:

- (i) ao efeito positivo de R\$ 199,5 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; e,
- (ii) Menor impacto nos custos com parcela A em R\$ 134,9 milhões.

Além disso, a variação negativa em amortizações líquidas deve-se às Notas Promissórias, no valor de R\$ 190 milhões, além da redução no valor de R\$ 108,3 milhões nos investimentos da Companhia, no período.

### Destaques do Fluxo de Caixa do 2014 em comparação ao 2013

A redução da geração de caixa operacional em 2014 quando comparada ao ano de 2013 é explicada, principalmente:

- (i) pelo impacto negativo de R\$ 638,7 milhões referentes ao aumento dos custos com a Parcela A; e,
- (ii) pelo impacto negativo de R\$ 253,0 milhões devido ao aproveitamento de crédito de PIS e COFINS no 1S13; parcialmente compensado:
- (iii) redução de PMSO, que impactou positivamente em R\$ 129,2 milhões no período.

Adicionalmente, destaca-se a variação negativa em R\$ 239,6 milhões, na linha de investimentos, associada ao volume de investimento por ano e revisão de prazo de pagamento e o impacto positivo de R\$ 350,7 milhões em amortizações líquidas, por conta da 16ª emissão de debêntures no montante de R\$ 350 milhões.

## 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 até 31 de Dezembro de 2014 integraram o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa<sup>18</sup> e, atualmente, integram: (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de companhias que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle; e (ii) 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.

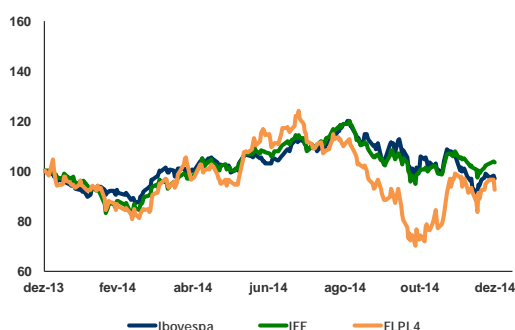
## DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 4T14 cotadas a R\$8,66, registrando alta de 4,7% no período. O IEE apresentou um aumento de 1,0%, enquanto o Ibovespa teve queda de 5,4% no período.

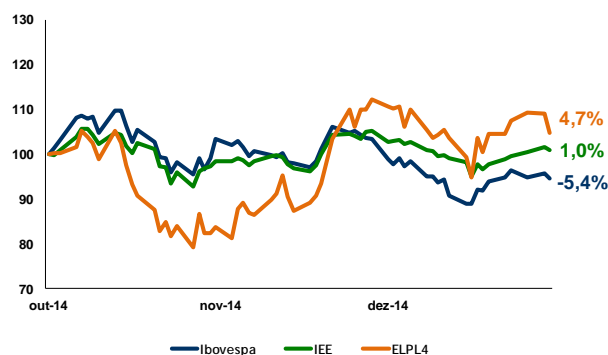
Durante o 4T14, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa<sup>13</sup>. Os dados de liquidez mostram a realização de 191,3 mil negócios no período, média de 63,7 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 473 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 7,7 milhões no 4T14 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram queda de 7,5% refletindo, principalmente: (i) decisão desfavorável, na esfera administrativa, sobre a restituição de ativo possivelmente inexistente; (ii) crescimento econômico abaixo do esperado; (iii) incertezas do cenário político; e (iv) cenário hidrológico desfavorável durante o ano de 2014. Nesse período o Ibovespa registrou queda de 2,9%, enquanto que o IEE registrou alta de 3,5%.

12 Meses<sup>1</sup>



4T14<sup>2</sup>



1 - Base 100: 30/12/2014

2 - Base 100: 30/12/2014

<sup>18</sup> A AES Eletropaulo não foi incluída na carteira oficial do Ibovespa para 2015.

## 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>

31/12/2014



## 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 à discussão na esfera judicial por meio de ação que objetiva anular os Despachos ANEEL n.º 4.259/2013 e n.º 2.176/2014, declarando a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela Eletropaulo anteriormente à data da sua 3RTP. Adicionalmente, a Companhia ingressou com pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da Companhia até a decisão final da ação judicial, caso a Companhia seja futuramente condenada a restituir as parcelas de remuneração e depreciação sobre o ativo.

A liminar foi indeferida em 1ª instância e, em 02 de setembro de 2014, a Companhia ingressou com recurso de Agravo de Instrumento na 2ª instância, e obteve a decisão liminar que determinou à Aneel o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo até o julgamento do mérito do recurso.

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

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

Em dezembro de 2014, o Desembargador Relator determinou à Aneel a republicação das tarifas da Companhia, excluindo o componente financeiro negativo de 3,3%, correspondente a 50% do valor do ativo possivelmente inexistente, que havia sido aplicado na tarifa homologada no dia 04 de julho de 2014. Em atendimento a essa determinação, em 05 de janeiro de 2015 a Aneel realizou Reunião de Diretoria e votou pela republicação das tarifas da Companhia, ocorrida no dia 08 de janeiro de 2015.

Neste íterim, em 07 de janeiro de 2015, a Aneel apresentou recurso ao Superior Tribunal de Justiça - STJ visando obter a suspensão dos efeitos da liminar concedida em favor da Companhia. Contudo, em 16 de janeiro de 2015, ao analisar o pleito da Aneel, o STJ indeferiu o pedido de suspensão, resultando na manutenção dos efeitos da liminar concedida.

A Aneel, em 10 de fevereiro de 2015, recorreu desta decisão ao Plenário do STJ, que é composto por todos os Ministros do Superior Tribunal. Não há prazo para o julgamento deste recurso.

Desta forma, a liminar obtida em 2ª instância continua válida e surtindo todos os seus efeitos. E não obstante os recursos da Aneel na 2ª instância e no STJ, que estão pendentes de 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 de 2014 destacam-se a regularização de mais de 59 mil ligações elétricas em residências de famílias de baixa renda, a destinação à reciclagem ou reaproveitamento de 60% do total de resíduos gerados pela Companhia no período e a redução de 34% nos acidentes com a população em relação a 2013.

### **Segurança**

A Companhia mantém um sólido programa de gestão em segurança do trabalho e saúde ocupacional, do qual fazem parte visitas de segurança no campo. A AES Eletropaulo fechou o ano com 58.755 visitas, distribuídas em toda a área de concessão da empresa. O valor é 9,3% maior do que em 2013 (53.734 visitas). 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.

A taxa de gravidade de acidentes (TG) com colaboradores próprios em 2014 foi 71 contra 37,64 em 2013. Este resultado é reflexo de um acidente ocorrido no início do ano.

Em 2014 o número total de acidentes com a população diminuiu em 34% em relação ao ano anterior e alcançou o melhor resultado dos últimos anos, refletindo as medidas de conscientização da empresa quanto aos riscos da rede elétrica. 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 Blitzes em comunidades.

### **Excelência para a satisfação do cliente**

Em 2014, mais de oito mil colaboradores passaram por treinamentos do Programa Jeito AES de Atender, cujo objetivo é garantir um padrão no relacionamento em todas as interações com o cliente. Os treinamentos abrangem o Manual de Comportamento de Atendimento, guia que orienta o relacionamento com o cliente, e as Regras de Ouro, instruções para serem aplicadas por todos os colaboradores.

Uma importante ferramenta de avaliação de todos os canais de comunicação é a Caminhada do Cliente, realizada pela liderança da empresa. No ano de 214 foram realizadas 5.858 interações no total.

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 de 2014, já alcançou 80,6%, o melhor nível desde a pesquisa de março de 2012.

### **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 causam nas comunidades do entorno.

Em 2014, a gestão de resíduos sólidos na AES Eletropaulo resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 60% do total de resíduos gerados pela Companhia.

Em 2014 as emissões de CO2 e totalizaram 635,2 mil toneladas, ante 670,2 mil toneladas que haviam sido projetadas para o mesmo período. Essa redução decorreu, principalmente, em virtude da boa performance quanto às perdas globais. Destaca-se que o cálculo de 2014 considerou o fator de emissão de novembro e dezembro de 2013 do grid nacional, considerando que até a divulgação desse material, o governo federal não havia divulgado o fator de emissão destes meses para o ano de 2014. Os valores

referentes a 2013 foram ajustados em decorrência de atualizações nos dados de perdas globais e do fator de emissão do grid. O ano-base utilizado é 2011.

Com projetos de eficiência energética em prédios públicos e a regularização de ligações elétricas, reformas internas de instalações e substituições de geladeiras e de lâmpadas, a AES Eletropaulo viabilizou a economia de 55.345,02 MWh no consumo de energia de clientes em 2014, 44% a mais do que em 2013.

#### **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.

No 4T14, a Companhia realizou mais uma edição de sua Pesquisa de Clima, avaliação que abrange todos os colaboradores e apresenta o índice de satisfação interna no ambiente de trabalho. O resultado de 2014 (78%) apresentou redução de 3 p.p. em relação a 2013.

#### **Desenvolvimento e valorização de fornecedores**

Para gerir e auxiliar o desenvolvimento de sua cadeia de suprimento, a Companhia conta com o Programa Parcerias Sustentáveis, um conjunto de ações e ferramentas para realizar a gestão do relacionamento com os fornecedores a partir do cadastramento e qualificação técnica e durante todo o período de vigência contratual. Através do IDF-Índice de Desempenho de Fornecedores, os fornecedores críticos são avaliados mensalmente, considerando critérios sociais, ambientais, de segurança e técnico-operacionais. Os resultados das avaliações são utilizados como base para direcionar planos de desenvolvimento e melhoria, para identificar e replicar melhores práticas e para reconhecer os melhores parceiros.

Em 2014, o IDF médio dos fornecedores da AES Eletropaulo foi de 78,31, acima da meta anual estabelecida, de 75,00, conquista importante para a Companhia na busca de relacionamentos duradouros e sustentáveis que impulsionem o desenvolvimento da cadeia de suprimento com disciplina na execução e eficiência nos usos dos recursos.

#### **Desenvolvimento e valorização de comunidades**

Promover o acesso seguro e eficiente à energia e o desenvolvimento e a inclusão social das comunidades de baixa renda também são compromissos da Plataforma de Sustentabilidade da Companhia.

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. Em 2014, 59.096 famílias foram beneficiadas.

O Projeto 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 oito pontos de coleta instalados em comunidades de baixa renda de São Paulo e Barueri, tendo encerrado o ano com mais de cinco mil cadastrados, 2,1 mil toneladas de resíduos coletadas e R\$ 116.349,32 mil em descontos concedidos aos clientes. Além disso, com a reciclagem dos resíduos coletados é gerada uma economia de 9.232,8 GWh no consumo de energia elétrica e evita-se a emissão de 5,5 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Em 2014, R\$ 90,3 milhões foram investidos pela AES Eletropaulo em ações que visam promover, além do acesso à energia, o acesso à educação, cultura, esporte e saúde; realizar capacitação profissional para moradores de comunidades baixa renda; implementar iniciativas de eficiência energética e participar de iniciativas de influência social.

DASHBOARD DE SUSTENTABILIDADE - AES ELETROPAULO				
INDICADORES				
SEGURANÇA	2013	2014	Meta 2014	Status
Nº total de acidentes fatais	0	0	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios (YTD)	4,36	4,68	2,96	
Taxa de Frequência (TF) Contratados (YTD)	3,89	2,45	3,50	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios (YTD)	38,00	71,00	30,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados (YTD)	14,48	30,00	13,03	
Nº total de acidentes com população	86	59	51	
Nº total de fatalidades com população	18	10	0	
EXCELÊNCIA PARA A SATISFAÇÃO DO CLIENTE	2013	2014	Meta 2014	Status
DEC (Duração Equivalente de Interrupção) (LTM)	7,99	8,86	8,29	
FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) (LTM)	4,34	3,81	6,36	
FER (Frequência Equivalente de Reclamação) (YTD)	17,0	21,81	40,0	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	2013	2014	Meta 2014	Status
NATURAIS				
Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados / total de resíduos gerenciáveis gerados	58%	60%	65%	
Redução das emissões de CO <sub>2</sub> e (%)	2,7%	6,2%	2%	
ENERGÉTICOS				
Perdas Globais (%) (LTM)	10,0%	9,66%	9,58%	
Energia economizada nos projetos de Eficiência Energética e Transformação de Consumidores em Clientes (MWh)	38.411	55.345	50.167	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	2013	2014	Meta 2014	Status
COLABORADORES				
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	2,84%	1,98%	-	-
FORNECEDORES				
IDF - Índice de Desempenho de Fornecedores	77	78,31	75,00	
COMUNIDADES				
Nº de famílias beneficiadas pelo projeto Transformação de Consumidores em Clientes	75.787	59.096	50.000	
dentro/acima do esperado para o ano				
abaixo da meta para o ano, plano de ação em implantação				
(*) para o cálculo do ano foi considerado também o projeto Recicle Mais, Pague Menos.				

## ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	4T13 <sup>2</sup>	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	4.216,8	4.248,4	16.748,1	16.882,2	0,7%	0,8%
Comercial	3.255,4	3.295,0	12.252,6	12.737,6	1,2%	4,0%
Industrial	1.420,4	1.378,7	5.588,1	5.280,8	-2,9%	-5,5%
Demais	734,8	751,5	2.885,4	2.926,0	2,3%	1,4%
<b>Total consumo faturado</b>	<b>9.627,4</b>	<b>9.673,6</b>	<b>37.474,2</b>	<b>37.826,6</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,9%</b>
Consumo próprio	11,1	9,5	41,2	38,4	-14,6%	-6,8%
<b>Total</b>	<b>9.638,6</b>	<b>9.683,1</b>	<b>37.515,4</b>	<b>37.865,0</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,9%</b>
Faturamento - R\$ Milhões						
Residencial	996,0	1.226,4	4.260,0	4.356,7	23,1%	2,3%
Comercial	312,6	368,5	1.266,8	1.284,8	17,9%	1,4%
Industrial	800,9	939,8	2.912,0	3.393,3	17,3%	16,5%
Demais	141,9	175,8	568,8	617,3	23,9%	8,5%
<b>Total</b>	<b>2.251,5</b>	<b>2.710,4</b>	<b>9.007,5</b>	<b>9.652,2</b>	<b>20,4%</b>	<b>7,2%</b>

Consumo Clientes Livres - GWh	4T13 <sup>2</sup>	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Comercial	553,0	556,1	2.193,0	2.258,8	0,6%	3,0%
Industrial	1.332,4	1.232,1	5.229,9	4.981,4	-7,5%	-4,8%
Demais	323,5	338,5	1.318,6	1.348,5	4,6%	2,3%
<b>Total</b>	<b>2.209,0</b>	<b>2.126,7</b>	<b>8.741,5</b>	<b>8.588,7</b>	<b>-3,7%</b>	<b>-1,7%</b>

Consumo Cativos - GWh <sup>1</sup>	4T13 <sup>2</sup>	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	4.216,8	4.248,4	16.748,1	16.882,2	0,7%	0,8%
Comercial	3.255,4	3.295,0	12.252,6	12.737,6	1,2%	4,0%
Industrial	1.420,4	1.378,7	5.588,1	5.280,8	-2,9%	-5,5%
Demais	734,8	751,5	2.885,4	2.926,0	2,3%	1,4%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>9.627,4</b>	<b>9.673,6</b>	<b>37.474,2</b>	<b>37.826,6</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,9%</b>
Clientes livres	2.209,0	2.126,7	8.741,5	8.588,7	-3,7%	-1,7%
<b>Mercado Total</b>	<b>11.836,5</b>	<b>11.800,3</b>	<b>46.215,8</b>	<b>46.415,3</b>	<b>-0,3%</b>	<b>0,4%</b>

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh <sup>1</sup>	4T13 <sup>2</sup>	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	4.216,8	4.248,4	16.748,1	16.882,2	0,7%	0,8%
Comercial	3.808,4	3.851,1	14.445,6	14.996,4	1,1%	3,8%
Industrial	2.752,9	2.610,8	10.818,0	10.262,2	-5,2%	-5,1%
Demais	1.058,3	1.090,0	4.204,0	4.274,6	3,0%	1,7%
<b>Total</b>	<b>11.836,5</b>	<b>11.800,3</b>	<b>46.215,8</b>	<b>46.415,3</b>	<b>-0,3%</b>	<b>0,4%</b>

1 - não inclui consumo próprio

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



TUSD	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Receita Líquida - R\$ Milhões	84,2	106,8	399,7	373,9	26,8%	-6,5%
GWh	2.209,0	2.126,7	8.741,5	8.588,7	-3,7%	-1,7%
<b>Tarifa (R\$/GWh)</b>	<b>38,1</b>	<b>50,2</b>	<b>183,8</b>	<b>174,4</b>	<b>31,7%</b>	<b>-5,1%</b>

Tarifa média - R\$/MWh	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	236,2	289,8	254,4	258,3	22,7%	1,6%
Comercial	96,0	111,3	237,7	266,1	15,9%	11,9%
Industrial	563,8	681,6	226,7	243,3	20,9%	7,3%
Demais	193,2	234,0	197,1	211,0	21,1%	7,0%
<b>Total</b>	<b>233,9</b>	<b>280,2</b>	<b>240,4</b>	<b>255,2</b>	<b>19,8%</b>	<b>6,2%</b>

Demonstração dos Resultados	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Receita Bruta	3.182,4	4.257,7	12.611,3	14.509,0	33,8%	15,0%
Deduções à Receita Operacional	(837,1)	(1.088,4)	(3.599,1)	(3.951,7)	30,0%	9,8%
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.345,3</b>	<b>3.169,4</b>	<b>9.012,2</b>	<b>10.557,3</b>	<b>35,1%</b>	<b>17,1%</b>
Receita Líquida (ex-Receita de construção)	2.069,3	3.042,5	8.203,1	9.974,3	47,0%	21,6%
Despesas Operacionais	(2.120,2)	(2.439,8)	(7.473,8)	(9.498,2)	15,1%	27,1%
Parcela A	(1.672,2)	(2.083,4)	(5.833,5)	(7.895,8)	24,6%	35,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.490,0)	(2.017,7)	(5.296,7)	(7.483,8)	35,4%	41,3%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(178,3)	(61,7)	(517,0)	(396,1)	-65,4%	-23,4%
Taxa de fiscalização	(4,0)	(4,0)	(19,8)	(15,9)	0,2%	-19,7%
PMSO	(448,0)	(356,4)	(1.640,3)	(1.602,4)	-20,4%	-2,3%
Pessoal	(122,6)	(210,3)	(506,4)	(678,8)	71,5%	34,0%
Entidade de Previdência Privada	(80,6)	(71,7)	(337,7)	(286,0)	-11,1%	-15,3%
Materiais	(12,1)	(9,6)	(46,2)	(42,9)	-20,5%	-7,2%
Serviços de Terceiros	(121,2)	(110,2)	(456,8)	(445,9)	-9,1%	-2,4%
PCLD	(27,1)	(30,6)	(16,9)	(80,6)	12,8%	376,1%
(Provisão) Reversão para contingências	(36,7)	14,8	(104,4)	(29,0)	N.D.	-72,3%
Outros custos	(47,6)	61,1	(171,8)	(39,3)	N.D.	-77,1%
Custo de construção	(276,0)	(126,9)	(809,1)	(583,0)	-54,0%	-27,9%
<b>EBITDA</b>	<b>(50,9)</b>	<b>602,6</b>	<b>729,3</b>	<b>476,1</b>	<b>N.D.</b>	<b>-0,3</b>
Desp. Passivo - FCESP	80,6	71,7	337,7	286,0	-11,1%	-15,3%
Ativos e Passivos Regulatórios	292,1	49,2	120,0	864,4	-83,2%	620,6%
<b>EBITDA Ajustado (Covenants)</b>	<b>321,8</b>	<b>723,5</b>	<b>1.187,1</b>	<b>1.626,5</b>	<b>124,8%</b>	<b>0,4</b>
Depreciação e Amortização	(107,1)	(130,0)	(435,6)	(470,5)	21,4%	8,0%
Receitas Financeiras	152,4	132,2	398,1	328,6	-13,3%	-17,4%
Despesas Financeiras	(100,9)	(167,8)	(364,9)	(504,9)	66,4%	38,4%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	(8,6)	(17,4)	(17,2)	(25,7)	103,3%	49,1%
Resultado Financeiro	43,0	(53,0)	16,0	(201,9)	N.D.	N.D.
<b>Resultado antes da Tributação</b>	<b>(115,0)</b>	<b>419,6</b>	<b>309,7</b>	<b>(196,4)</b>	<b>N.D.</b>	<b>N.D.</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social	41,8	(144,1)	(111,4)	64,6	N.D.	N.D.
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>(73,2)</b>	<b>275,6</b>	<b>198,3</b>	<b>(131,8)</b>	<b>N.D.</b>	<b>N.D.</b>

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Residencial	1.270,0	1.561,3	5.478,8	5.546,5	22,9%	1,2%
Comercial	930,9	1.152,5	3.503,3	4.163,4	23,8%	18,8%
Industrial	383,6	452,4	1.547,2	1.571,1	17,9%	1,5%
Rural	0,8	0,7	3,2	3,2	-9,5%	-2,2%
Poder Público	85,9	108,6	341,9	375,4	26,5%	9,8%
Iluminação Pública	39,4	47,3	154,5	169,8	20,0%	9,9%
Serviço Público	39,3	46,4	159,8	172,1	18,1%	7,7%
<b>Total de Fornecimento</b>	<b>2.750,0</b>	<b>3.369,3</b>	<b>11.188,8</b>	<b>12.001,3</b>	<b>22,5%</b>	<b>7,3%</b>
Energia no Curto Prazo	-	426,5	27,8	831,8	N.D.	2886,8%
Não Faturado	(10,0)	(32,8)	(90,4)	79,4	227,6%	N.D.
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	7,4	72,3	(5,6)	71,8	879,1%	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	93,9	120,9	423,5	422,2	28,7%	-0,3%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(18,8)	(22,8)	(95,9)	(80,6)	21,6%	-16,0%
Ressarcimento - leilões de energia	20,3	(157,8)	105,0	-	N.D.	-100,0%
Subvenção recursos CDE	31,2	50,8	127,4	199,6	62,8%	56,7%
Receita de Contrução	276,0	126,9	809,1	583,0	-54,0%	-27,9%
Ativo (Passivos) Financeiros Setoriais	-	270,5	-	270,5	N.D.	N.D.
Outros	32,3	33,9	121,5	130,0	4,9%	7,0%
<b>Total Outros</b>	<b>432,4</b>	<b>888,4</b>	<b>1.422,515</b>	<b>2.507,635</b>	<b>105,5%</b>	<b>76,3%</b>
<b>Total Receita Bruta</b>	<b>3.182,4</b>	<b>4.257,7</b>	<b>12.611,286</b>	<b>14.508,971</b>	<b>33,8%</b>	<b>15,0%</b>
<b>Deduções do Resultado Bruto</b>						
<b>ICMS por classe</b>						
Residencial	(274,0)	(338,1)	(1.190,4)	(1.193,1)	23,4%	0,2%
Comercial	(134,7)	(211,5)	(596,1)	(771,5)	57,0%	29,4%
Industrial	(71,0)	(82,7)	(280,4)	(286,8)	16,5%	2,3%
Rural	(0,1)	(0,0)	(0,2)	(0,2)	-62,0%	-12,8%
Poder Público	(10,2)	(12,2)	(35,6)	(41,4)	19,7%	16,2%
Iluminação Pública	(7,1)	(8,5)	(27,7)	(30,4)	19,7%	9,8%
Serviço Público	(6,2)	(7,0)	(25,3)	(26,4)	13,5%	4,3%
Outros	(16,2)	(20,8)	(77,7)	(72,6)	28,1%	-6,6%
<b>Total ICMS por classe</b>	<b>(519,4)</b>	<b>(680,9)</b>	<b>(2.233,3)</b>	<b>(2.422,3)</b>	<b>31,1%</b>	<b>8,5%</b>
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-59,9%	-45,0%
Encargos do Consumidor - RGR	-	-	8,2	-	N.D.	-100,0%
Encargos do Consumidor - PROINFA	(7,5)	(9,3)	(33,3)	(32,7)	23,8%	-1,8%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(22,1)	(24,0)	(85,2)	(93,0)	8,5%	9,2%
Encargos Consumidor - CCC	-	-	(28,8)	-	N.D.	-100,0%
Encargos Consumidor - CDE	(33,2)	(55,7)	(133,0)	(222,7)	67,4%	67,4%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(254,8)	(318,6)	(1.093,7)	(1.180,9)	25,0%	8,0%
<b>Total Outras</b>	<b>(317,6)</b>	<b>(407,5)</b>	<b>(1.365,8)</b>	<b>(1.529,4)</b>	<b>28,3%</b>	<b>12,0%</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>2.345,3</b>	<b>3.169,4</b>	<b>9.012,2</b>	<b>10.557,3</b>	<b>35,1%</b>	<b>17,1%</b>

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Rede Básica e ONS	121,3	172,3	451,3	580,6	42,1%	28,6%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	57,0	(124,7)	480,5	(222,3)	N.D.	N.D.
Transporte Itaipu / Outros	8,0	9,3	31,9	34,6	16,4%	8,3%
CUSD	1,8	1,6	9,5	7,6	-8,6%	-19,9%
Conexão	7,5	8,3	27,0	32,0	10,6%	18,5%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(17,2)	(5,2)	(62,9)	(36,4)	-70,1%	-42,2%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	-	-	(420,3)	-	N.D.	-100,0%
ESS	-	-	(338,1)	-	N.D.	-100,0%
Reajuste Tarifário 2013 - CVA ESS	-	-	(82,3)	-	N.D.	-100,0%
<b>Total</b>	<b>178,3</b>	<b>61,7</b>	<b>517,0</b>	<b>396,1</b>	<b>-65,4%</b>	<b>-23,4%</b>

Pessoal - em R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Pessoal e Encargos	122,6	210,3	506,4	678,8	71,5%	34,0%
Entidade de Previdência	80,6	71,7	337,7	286,0	-11,1%	-15,3%
<b>Total</b>	<b>203,3</b>	<b>282,0</b>	<b>844,1</b>	<b>964,8</b>	<b>38,7%</b>	<b>14,3%</b>

Pessoal - em R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
Pessoal e Encargos	104,5	201,5	444,2	611,7	92,8%	37,7%
Provisionamento de PLR	18,1	8,8	62,2	67,0	-51,2%	7,8%
Entidade de Previdência	80,6	71,7	337,7	286,0	-11,1%	-15,3%
Contribuição como patrocinadora	2,1	3,0	7,8	9,3	43,5%	18,2%
Desp. Passivo - FCESP	78,6	68,7	329,9	276,8	-12,6%	-16,1%
<b>Total</b>	<b>203,3</b>	<b>282,0</b>	<b>844,1</b>	<b>964,8</b>	<b>38,7%</b>	<b>14,3%</b>

Resultado Financeiro - R\$ milhões	4T13	4T14	2013	2014	Var (%) 4T14 x 4T13	Var (%) 2014 x 2013
<b>Receitas financeiras:</b>						
Renda de aplicações financeiras	25,8	26,9	78,8	75,6	4,0%	-4,1%
Acréscimo moratório - consumidores	16,0	18,6	69,6	65,9	16,6%	-5,3%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica em atraso	15,7	12,9	54,4	50,6	-18,1%	-7,0%
Multas	1,4	1,2	5,2	5,2	-12,7%	0,7%
Subvenções governamentais	0,3	0,6	1,0	1,9	98,7%	77,0%
Atualização do ativo financeiro da concessão	69,0	33,0	116,2	55,2	-52,2%	-52,5%
Atualização de créditos tributários	0,7	0,0	6,4	1,0	-97,0%	-84,6%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	7,5	7,9	30,8	31,4	4,5%	1,8%
Outras	15,9	31,0	35,6	41,9	95,0%	17,6%
<b>Subtotal</b>	<b>152,4</b>	<b>132,2</b>	<b>398,1</b>	<b>328,6</b>	<b>-13,3%</b>	<b>-17,4%</b>

<b>Despesas financeiras:</b>						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(78,4)	(109,5)	(276,6)	(380,2)	39,7%	37,4%
Subvenções governamentais	(0,3)	(0,6)	(1,0)	(1,9)	98,7%	77,0%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(1,3)	(1,3)	(5,2)	(4,9)	-0,7%	-5,7%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	3,1	(1,3)	9,7	3,6	N.D.	-62,6%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(1,1)	(1,6)	(7,0)	(3,7)	47,0%	-47,3%
Processos regulatórios	2,8	(0,2)	(13,5)	(9,7)	N.D.	-28,4%
DIC/FIC/DMIC/DICRI	(2,1)	(4,4)	(18,6)	(18,2)	110,9%	-2,0%
Cartas de fiança e seguros garantia	(5,4)	(6,7)	(19,9)	(22,7)	22,4%	14,1%
Var Monetária Provisão Contingência	-	(32,5)	-	(32,5)	N.D.	N.D.
Atualização monetária - Energia livre	(1,5)	(2,0)	(5,0)	(7,3)	33,4%	44,1%
Outras	(16,6)	(7,7)	(27,6)	(27,5)	-53,7%	-0,5%
<b>Subtotal</b>	<b>(100,9)</b>	<b>(167,8)</b>	<b>(364,9)</b>	<b>(504,9)</b>	<b>66,4%</b>	<b>38,4%</b>

**Variação monetária e cambial líquida:**

Itaipu	(8,6)	(17,7)	(17,4)	(26,0)	105,1%	49,8%
Outras variações cambiais	0,1	0,3	0,1	0,3	343,8%	132,9%
<b>Subtotal</b>	<b>(8,6)</b>	<b>(17,4)</b>	<b>(17,2)</b>	<b>(25,7)</b>	<b>103,3%</b>	<b>0,5</b>
<b>Total Despesa Financeira</b>	<b>(109,4)</b>	<b>(185,2)</b>	<b>(382,1)</b>	<b>(530,6)</b>	<b>69,3%</b>	<b>0,4</b>
<b>Total Resultado Financeiro</b>	<b>43,0</b>	<b>(53,0)</b>	<b>16,0</b>	<b>(201,9)</b>	<b>N.D.</b>	<b>N.D.</b>

ATIVO (R\$ milhões)	31/12/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	181.260	154.210
Investimentos de curto prazo	727.891	819.951
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.723.776	1.212.012
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	19.378	33.965
Outros tributos compensáveis	110.520	136.554
Devedores diversos	1.997	444
Contas a receber - acordos	99.911	72.837
Outros créditos	229.834	162.572
Almoxarifado	63.137	54.822
Despesas pagas antecipadamente	28.584	28.312
Ativo financeiro setorial, líquido	140.940	-
<b>TOTAL ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.327.228</b>	<b>2.675.679</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Outros tributos compensáveis	40.780	49.500
Imposto de renda e contribuição social diferidos	499.851	278.878
Cauções e depósitos vinculados	445.283	475.337
Contas a receber - acordos	19.900	42.561
Outros créditos	81.575	38.157
Ativo financeiro de concessão	1.980.753	1.386.931
Ativo financeiro setorial	129.566	
Investimento	8.769	9.500
Imobilizado arrendado	11.100	14.580
Intangível	5.045.454	5.722.928
<b>TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>8.263.031</b>	<b>8.018.372</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>11.590.259</b>	<b>10.694.051</b>

PASSIVO (R\$ milhões)	31/12/2014	31/12/2013
<b>CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	1.561.434	1.154.993
Empréstimos e financiamentos	68.387	68.740
Debêntures	520.010	47.909
Arrendamento financeiro	2.958	4.066
Subvenções governamentais	2.478	1.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	19.118	26.415
Outros tributos a pagar	551.549	257.305
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	3.858	78.730
Obrigações estimadas	88.601	99.943
Obrigações sociais e trabalhistas	1.589	1.456
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	60.252	11.241
Provisão para processos judiciais e outros	168.108	191.472
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	40.279	42.633
Outras obrigações	230.880	234.414
<b>TOTAL PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>3.319.501</b>	<b>2.220.725</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Empréstimos e financiamentos	457.364	499.406
Debêntures	2.014.161	2.116.453
Arrendamento financeiro	9.012	11.241
Subvenções Governamentais	10.535	3.669
Obrigações com entidade de previdência privada	2.818.793	2.553.170
Provisão para processos judiciais e outros	299.507	315.408
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	15.731	14.004
Obrigações estimadas	720	1.114
Reserva de reversão	66.085	66.085
Outras obrigações	11.042	63.314
<b>TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>5.702.950</b>	<b>5.643.864</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
Capital social	1.257.629	1.257.629
Reserva de capital	19.203	18.210
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	174.615	- 884.569
Reserva de lucros	1.116.361	1.145.804
Reserva legal	235.573	235.573
Reserva estatutária	880.788	910.231
Ajustes de Avaliação Patrimonial	-	1.292.388
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>2.567.808</b>	<b>2.829.462</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>11.590.259</b>	<b>10.694.051</b>



Endividamento			
R\$ Milhões	Short Term	Long Term	Total
Lei 7976/89	0.0	0.0	0.0
Resolução 96/93 (Bib's)	0.00	0.00	0.00
<b>Subtotal</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>

	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0.4	0.0	0.4
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	82.5	170.1	252.6
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	3.3	198.3	201.6
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	43.6	314.7	358.2
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	5.0	590.7	595.6
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	16.1	740.5	756.5
DEBÊNTURES - 16ª Emissão	369.6	0.0	369.6
CCB - Bradesco	62.4	412.5	474.9
BNDDES - Finame	1.5	0.6	2.2
FINEP - 1o Protocolo	6.2	25.4	31.6
FINEP - 2o Protocolo	0.1	29.4	29.4
Outros	0.3	0.0	0.3
Leasing	3.0	9.0	12.0
Subvenções Governamentais	-2.5	-10.5	-13.0
<b>Subtotal</b>	<b>591.4</b>	<b>2,480.5</b>	<b>3,071.9</b>
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	26.5	579.2	605.7
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	129.5	2,083.5	2,213.1
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0.0	0.0	0.0
<b>Total Fundação CESP</b>	<b>156.1</b>	<b>2,662.7</b>	<b>2,818.8</b>
<b>Total com Fundação CESP</b>	<b>747.4</b>	<b>5,143.3</b>	<b>5,903.7</b>

Impacto dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	4T13	4T14	2013	2014
<b>Receita Líquida</b>	<b>(116,1)</b>	<b>375,7</b>	<b>(352,7)</b>	<b>397,6</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(176,0)</b>	<b>(424,9)</b>	<b>232,7</b>	<b>(1.262,0)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(174,9)	(422,4)	106,6	(1.246,6)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(1,1)	(2,4)	126,1	(15,4)
<b>EBITDA</b>	<b>(292,1)</b>	<b>(49,2)</b>	<b>(120,0)</b>	<b>(864,4)</b>
Receitas Financeiras	(28,1)	(43,3)	(61,0)	(136,7)
Despesas Financeiras	32,7	8,1	105,5	85,2
Resultado Financeiro	4,6	(35,2)	44,6	(51,5)
<b>Resultado antes dos Tributos</b>	<b>(287,5)</b>	<b>(84,4)</b>	<b>(75,4)</b>	<b>(915,9)</b>
<b>Lucro (prejuízo) Líquido</b>	<b>(287,5)</b>	<b>(84,4)</b>	<b>(75,4)</b>	<b>(915,9)</b>

Ativos e Passivos Regulatórios			
Ativo (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
<b>Circulante</b>	<b>364.229</b>	<b>680.974</b>	<b>1.045.203</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	9.682	14.439	24.121
Conta de Consumo de Combustível - CCC	99	-	99
Energia Itaipu - custo/variação cambial	7.140	17.218	24.358
Transporte de energia - Itaipu	3	902	905
Transporte de energia pela rede básica	9.320	9.941	19.261
Compra de energia elétrica	240.184	614.870	855.054
Proinfa	5.675	86	5.761
Revisão Tarifária 3º ciclo - Ajuste da base de remuneração	78.707	-	78.707
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	5.107	-	5.107
Efeito Neutralidade	-	2.439	2.439
Outros componentes financeiros	8.312	21.079	29.391
<b>Não-Circulante</b>	<b>-</b>	<b>678.385</b>	<b>678.385</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	14.439	14.439
Transporte de energia pela rede básica	-	9.941	9.941
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	17.218	17.218
Proinfa	-	86	86
Compra de energia elétrica	-	612.281	612.281
Transporte de energia - Itaipu	-	902	902
Efeito Neutralidade	-	2.439	2.439
Outros componentes financeiros	-	21.079	21.079
<b>Total do Ativo</b>	<b>364.229</b>	<b>1.359.359</b>	<b>1.723.588</b>
PASSIVO (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
<b>Circulante</b>	<b>(355.443)</b>	<b>(548.820)</b>	<b>(904.263)</b>
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(40)	-	(40)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(14.647)	(37.432)	(52.079)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(68.089)	(219.172)	(287.261)
Transporte de energia - Itaipu	(27)	-	(27)
Efeito Neutralidade	(5.024)	-	(5.024)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(292.216)	(292.216)
Revisão Tarifária - Fator Xe	(55.366)	-	(55.366)
Postergação Revisão Tarifária 2011	(201.328)	-	(201.328)
Revisão Tarifária - Universalização	(2.220)	-	(2.220)
Outros componentes financeiros	(8.702)	-	(8.702)
<b>Não-circulante</b>	<b>-</b>	<b>(548.819)</b>	<b>(548.819)</b>
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	(219.172)	(219.172)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(37.432)	(37.432)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(292.215)	(292.215)
<b>Total do Passivo</b>	<b>(355.443)</b>	<b>(1.097.639)</b>	<b>(1.453.082)</b>
<b>Total Geral - Líquido</b>	<b>8.786</b>	<b>261.720</b>	<b>270.506</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.

**CMO** - Custo marginal de operação

**Clientes Livres** - São clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução Aneel 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

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

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

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

**CVU** - Custo de valor unitário

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

**CVM** - Comissão de Valores Mobiliários.

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

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

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

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

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

**EPE** - Empresa de Pesquisa Energética.

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

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

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

**FNDCT** - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

**Gigawatt (GWh)** - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

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

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

**IEE** - o Índice de Energia Elétrica (IEE) foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica

**LTA** - Linhas de Transmissão Aérea.

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

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

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

**PMSP** - Prefeitura Municipal de São Paulo.

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

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

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

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

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

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

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

**VPA** - Custos não-gerenciáveis.

**VPB** - Custos gerenciáveis.