

AES ELETROPAULO REGISTRA INVESTIMENTOS DE R\$ 144,7 MILHÕES NO 1T13

Comentários do Sr. Rinaldo Pecchio Junior - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

No 1T13, o mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo apresentou crescimento de 2,2%, totalizando 11.401 GWh. O aumento de 0,6% registrado no trimestre pelo mercado cativo resulta do maior consumo da classe residencial, que apresentou crescimento de 3,8%, em função do aumento da renda real na Região Metropolitana de São Paulo no início do ano. As classes comercial e industrial também registraram desempenho positivo quando comparadas ao 1T12 de 5,1% e de 2,0%, respectivamente, excluindo os efeitos da migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Com relação ao desempenho financeiro, a Companhia segue empenhada na gestão de custos, visando ganhos de produtividade e eficiência operacional. Os benefícios obtidos possibilitarão absorver parte dos impactos negativos causados pela revisão tarifária, atingindo redução de R\$ 100 milhões do PMSO gerenciável sobre o PMSO gerenciável de 2012 corrigidos por inflação. O PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros) gerenciável no trimestre apresentou uma redução de 3,4%, enquanto a inflação no período atingiu 8,0%. O Ebitda ajustado totalizou R\$ 208,9 milhões no 1T13, um incremento de 34,7% em comparação ao 1T12, quando o Ebitda ajustado foi de R\$ 155,1 milhões.

A AES Eletropaulo investiu R\$ 144,7 milhões no trimestre direcionados, em sua maioria, à expansão do sistema e dos serviços ao cliente, de forma a atender o crescimento do mercado e reduzir o risco de interrupção no fornecimento regular e em condições de emergência. Dessa forma, o DEC e o FEC dos últimos 12 meses encerrados em março de 2013 apresentaram reduções significativas de 13,4% e 9,7%, respectivamente, refletindo a busca contínua pela melhoria dos indicadores operacionais da Companhia.

↑	Redução de 13,4% no DEC e de 9,7% do FEC	↓	Redução de 14,4% na Receita Bruta do trimestre	↑	Aumento de 0,6% do mercado cativo	↑	Redução de 0,3 p.p. em perdas	↑	Investimentos de R\$ 144,7 milhões no trimestre
---	--	---	--	---	-----------------------------------	---	-------------------------------	---	---

R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%)
Receita Líquida	2.472,5	2.290,4	-7,4%
Despesas Operacionais ¹	(1.956,6)	(1.985,7)	1,5%
EBITDA	298,2	128,1	-57,0%
Margem EBITDA	12,1%	5,6%	-7,3 p.p.
EBITDA ajustado ²	155,1	208,9	34,7%
Margem EBITDA Ajustado	6,3%	9,1%	2,7 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	97,0	(0,8)	-100,8%
Margem Líquida	3,9%	0,0%	-4,5 p.p.
Patrimônio Líquido (PL)	4.124,2	1.708,3	-58,6%
Investimentos (Capex)	183,9	144,7	-21,3%

INDICADORES	1T12	1T13	Var (%)
Dívida Líquida ³ (R\$ milhões)	2.400,1	3.044,0	26,8%
Dívida Líquida ³ / PL (vezes)	0,6 x	1,8 x	
Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (vezes)	1,0 x	4,4 x	
EBITDA Ajustado ⁴ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	7,0 x	2,4 x	

DADOS OPERACIONAIS	1T12	1T13	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	9.261,4	9.319,1	0,6%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	294,6	260,6	-11,5%
Funcionários	5.809	6.018	3,6%
Consumidor/ Funcionários	1.093	1.077	-1,4%

1 - Não inclui depreciação

2 - EBITDA ajustado pelas despesas com Fcosp e ativos e passivos regulatórios

3 - Não inclui Operações de Leasing Operacional e o reconhecimento do "corredor"

4 - 12 meses

5 - Tarifa Média líquida (R\$/MWh)

São Paulo, 8 de maio de 2013 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2013 (1T13). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, conforme a legislação societária.

Escala	Ratings	Fitch ¹	S&P ²	Moodys ³
Nacional		AA	AA-	Aa1
Internacional		BBB-	BB	Baa3

Últimas atualizações:

1 - Fitch elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 09/2011

2 - S&P rebaixou o rating nacional e internacional da Cia. em 04/2013

3 - Moody's elevou o rating nacional e internacional da Cia. em 03/2010

ELPL4: R\$ 7,75 (07/05/2013)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.297 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 645 milhões

DESTAQUES 1T13

Operacionais

- ↑ Consumo total na área de concessão da AES Eletropaulo cresceu 2,2% em comparação ao 1T12, totalizando 11.401 GWh.
- ↑ Percentual de perdas dos últimos 12 meses foi de 10,1% ante 10,4% no mesmo período do ano anterior, apresentando redução de 0,3 ponto percentual.
- ↑ Redução de 13,4% no DEC e 9,7% no FEC, para 8,29 horas e 4,60 vezes, respectivamente, como resultado da contínua melhoria da qualidade.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 144,7 milhões no 1T13, direcionados principalmente para expansão do sistema e dos serviços ao cliente.

Financeiro

- ↓ Receita bruta totalizou R\$ 3.283,1 milhões no 1T13, uma redução de 14,4% em relação ao 1T12, em função do impacto da redução da tarifa imposta pela Lei n.º 12.783/2013.
- ↑ PMSO gerenciável apresentou queda de 3,4% em relação ao 1T12, enquanto o IGP-M atingiu 8,0% ao final do período.
- ↓ Ebitda de R\$ 128,1 milhões e prejuízo líquido de R\$ 0,8 milhão, com redução de 59,7% e 100,7%, respectivamente, ante o 1T12, principalmente em função do impacto da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B.
- ↑ Ebitda ajustado de R\$ 208,9 milhões, 34,7% superior quando comparado ao 1T12, principalmente em função do crescimento de mercado e do reajuste tarifário ocorrido em julho de 2012.

Regulatório

- ↔ Em março, foi publicado o Decreto n.º 7.945/2013 que dispõe sobre o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição, neutralizando a exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo e o custo adicional do despacho de usinas termelétricas. No 1T13, a Companhia reconheceu em seu resultado R\$ 317,0 milhões, dos quais R\$ 282,8 milhões foram creditados no caixa da Companhia.
- ↔ Em 14 de janeiro de 2013, a Medida Provisória 579 foi convertida na Lei n.º 12.783 com o objetivo de reduzir os custos de energia, em média, em 20%.

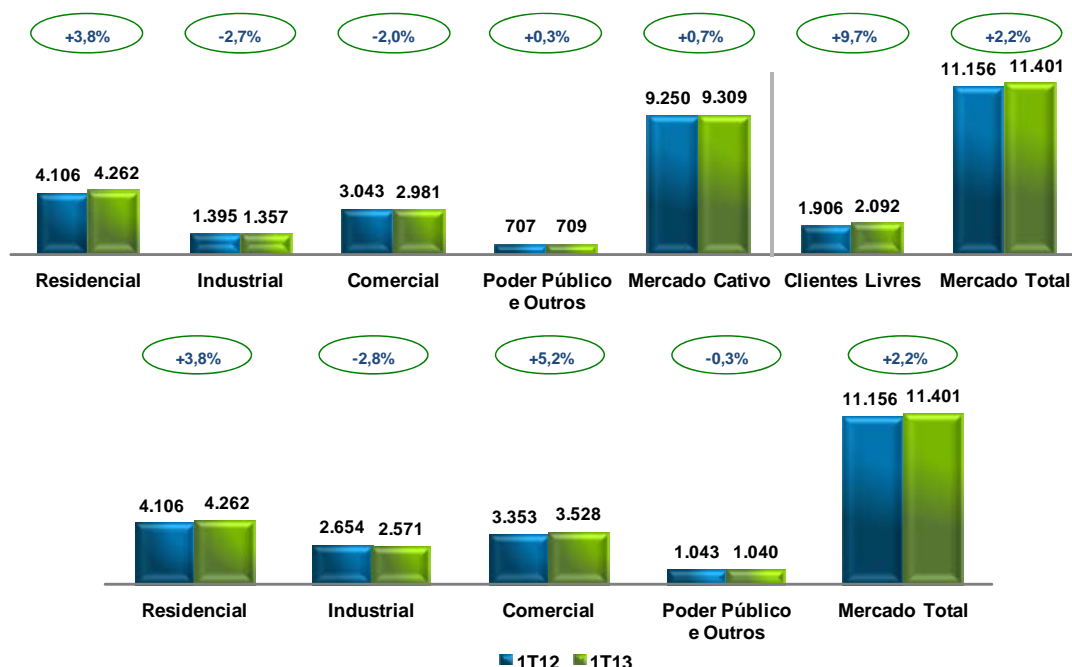
Socioambiental

- ↑ Segurança: 98% dos colaboradores capacitados por meio de preleções de segurança.
- ↑ Inovação e Excelência para a Satisfação do Cliente: melhoria no Índice de Nível de Serviço para 92,4%, contribuindo para o estabelecimento de uma comunicação mais efetiva entre a companhia e seus clientes.
- ↑ Desenvolvimento e Valorização de Comunidades: mais de 413 mil pessoas foram beneficiadas pelo investimento social privado da AES Eletropaulo.

DESEMPENHO OPERACIONAL

CONSUMO

Comparação do Consumo* (GWh)



* Não considera consumo próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 1T13 com um volume de 11.401 GWh, apresentando um crescimento de 2,2% em relação ao 1T12 e com impacto positivo de 0,7 dia de faturamento. Os destaques do trimestre foram o desempenho da classe comercial total (comercial cativo e comercial livre) que cresceu 5,2% em relação ao 1T12, impulsionada pela expansão do volume de vendas no comércio varejista no Estado de São Paulo e pelo desempenho da classe residencial, que apresentou crescimento de 3,8%, em função do aumento da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) no início de 2013. A classe industrial total (mercado cativo e clientes livre) continuou com desempenho negativo, com queda de 3,1%, reflexo do baixo crescimento econômico do País em 2012 e que impactou fortemente a atividade industrial na área de concessão da Empresa, mas que já mostra algum sinal de melhora em alguns setores da indústria.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 82%, apresentou acréscimo de 0,7% em relação ao 1T12, totalizando 9.309 GWh no 1T13. Apesar do impacto positivo de 0,7 dia a mais de faturamento e do crescimento de 3,8% da classe residencial, esses efeitos foram parcialmente anulados pela migração de 50 clientes do mercado cativo para o Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), sendo 41 clientes comerciais e nove industriais. Se desconsiderado o impacto dessa migração, o mercado cativo apresentaria um crescimento de 3,7% no trimestre. O mercado livre apresentou crescimento de 9,7%, impulsionado pela migração de clientes da classe comercial e industrial para o ACL, conforme mencionado.

Desempenho do mercado cativo por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 4.262 GWh no 1T13, um crescimento de 3,8% em relação ao 1T12. O consumo no trimestre foi influenciado pelo (i) aumento de 2,8% da renda real¹ na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) no 1T13; (ii) incremento de 174 mil clientes nos últimos 12 meses encerrados em março de 2013 e; (iii) 0,2 dia a menos de faturamento nos clientes de baixa tensão.

¹ Conforme Pesquisa Mensal de Emprego do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Industrial

O consumo da classe industrial apresentou queda de 2,7% em relação ao 1T12, totalizando 1.357 GWh, com impacto positivo de 0,8 dia a mais de faturamento, porém com efeito negativo da migração de clientes ao ACL (-65 GWh). Excluídos os efeitos dessa migração, a classe industrial teria aumentado 2,0% no 1T13, reflexo do crescimento de 2,2% do setor industrial² no Estado de São Paulo nos primeiros dois meses de 2013.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial foi de 2.981 GWh no 1T13, uma redução de 2,0% em relação ao 1T12. O impacto positivo de 0,8 dia a mais de faturamento no 1T13 e o crescimento de 2,7% no volume de vendas³ no Estado de São Paulo no 1º bimestre de 2013 foram compensados pela migração de clientes para o ACL (-206 GWh), acarretando queda no consumo dessa classe. Excluído esse efeito a classe comercial teria crescido 5,1% no 1T13 em comparação ao 1T12.

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

O consumo cativo dessa classe foi de 709 GWh no 1T13, um acréscimo de 0,3% em relação ao 1T12. A classe foi positivamente impactada por 0,5 dia a mais de faturamento no 1T13 em relação ao 1T12, apesar da redução de 4,9% no consumo de energia pela iluminação pública no período.

Clientes Livres

Nos últimos 12 meses, 195 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma retornou para o Ambiente de Contratação Regulado ("ACR"). O efeito líquido dessa migração foi um acréscimo de 718 GWh no ACL e a redução do mesmo volume no ACR.

No 1T13, 50 clientes migraram para o ACL e nenhum retornou para o ACR. Ao final desse período, 501 clientes livres estavam na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.092 GWh no 1T13, um aumento de 9,7% quando comparado ao 1T12. O desempenho positivo desse mercado no trimestre se deu em razão da migração de clientes da classe comercial ao mercado livre em função dos menores preços de energia nesse mercado quando do fechamento dos contratos, acarretando um efeito positivo no consumo no mercado livre. Excluídos os efeitos da migração ao ACL, o consumo dos clientes livres teria uma queda de 4,0% no 1T13.

Clientes Livres	Período ³	número de unidades	GWh Faturado	Período ³	número de unidades	GWh Faturado no ano
Total de unidades	4T12	451	2.069	1T12	306	8.150
Saída para Rede Básica	1T13	0	0	últimos 12 meses	0	-357
Unidades Cortadas	1T13	0	0	últimos 12 meses	-1	-32
Unidades Novas	1T13	0	0,8	últimos 12 meses	1	2,8
Migração para ACL ¹	1T13	50	271	últimos 12 meses	195	718
Retorno para o ACR ²	1T13	0	0	últimos 12 meses	0	-2
Total de unidades	1T13	501	2.092	1T13	501	8.172

1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

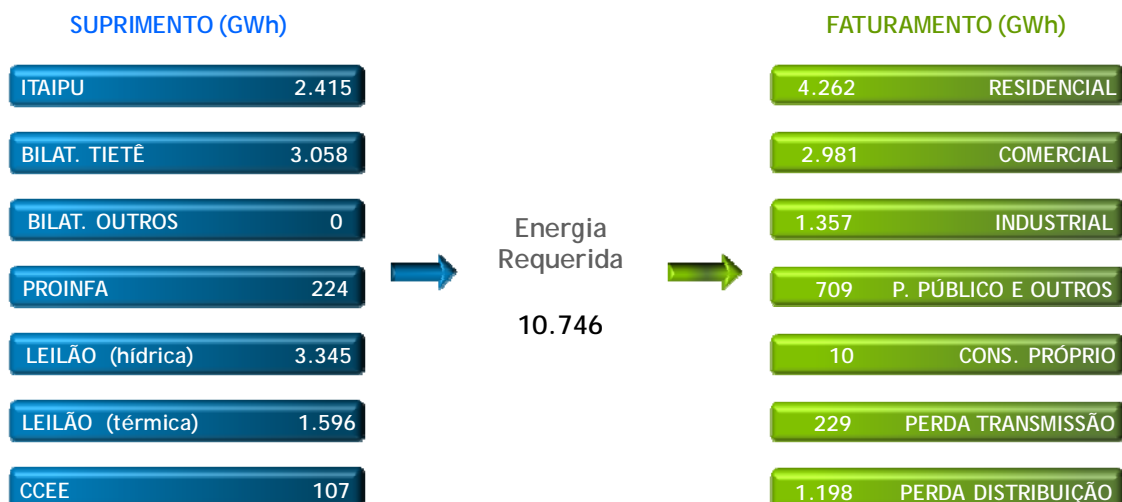
2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período

² Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (IBGE)

³ De acordo com a Pesquisa Mensal do Comércio de São Paulo (IBGE)

BALANÇO ENERGÉTICO⁴ - 1T13



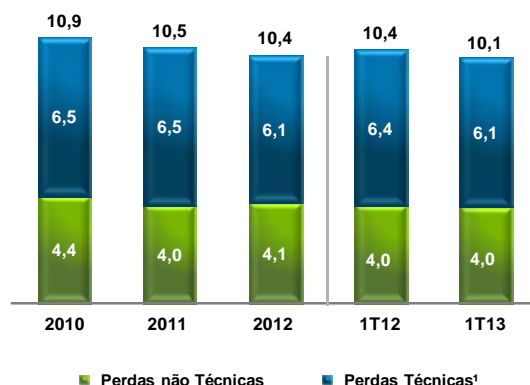
O nível de contratação da Companhia é definido a partir do resultado dos contratos firmados de compra e da energia requerida para o consumo dos clientes cativos.

O Decreto n.º 7.945/2013 estabeleceu um novo patamar para o nível de contratação das distribuidoras, de forma que a Aneel deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição no repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas dos consumidores finais.

Ao manter-se no patamar de 100% a 105%, a Companhia evita exposições e penalidades, uma vez que está enquadrada dentro dos limites estabelecidos pelo regulador. Apesar do atual nível de contratação estar abaixo de 100%, o mesmo está coberto pela exposição involuntária reconhecida pela Aneel e causada pela não alocação de cotas em decorrência da não prorrogação das concessões de algumas geradoras, o que exime a distribuidora de penalidades. A previsão do nível de contratação da AES Eletropaulo para o ano de 2013 está em 95,6%.

No 1T13, a AES Eletropaulo acumulou um déficit de 106,9 GWh de energia comprada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") a um preço médio de R\$ 274,40/MWh e que gerou uma despesa de R\$ 29,3 milhões.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



Perdas totais - Referência Aneel para ano regulatório 2012/2013: 10,3%

¹Em janeiro de 2012, a AES Eletropaulo aprimorou a metodologia de apuração das perdas técnicas. As perdas técnicas no 1T13 foram de 6,1%.

⁴ O balanço energético reflete os números do 1T13, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em março de 2013. Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Financeiras 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 (50.713 GWh).

Com base nessa metodologia, as perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 10,1%, sendo divididas entre perdas técnicas (6,1%) e não técnicas (4,0%). Em comparação ao 1T12, as perdas totais apresentaram redução de 0,3 ponto percentual. Tal alteração decorre das ações da Companhia visando à redução da parcela não técnica, as quais serão detalhas abaixo. No entanto, a melhoria no desempenho das perdas não técnicas não pode ser percebida no gráfico, em função (i) do recálculo das perdas técnicas ser realizado no mesmo período de análise, e (ii) da forma de apuração das perdas não técnicas, que é realizada por meio da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Excluído o efeito da revisão das perdas técnicas do resultado atual, as perdas comerciais teriam apresentado redução de 0,3 p.p. no trimestre.

Nesse cenário, a Companhia passou a priorizar suas ações de redução de perdas comerciais para os segmentos de baixa renda e iniciou, ao final de 2011, um programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação.

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

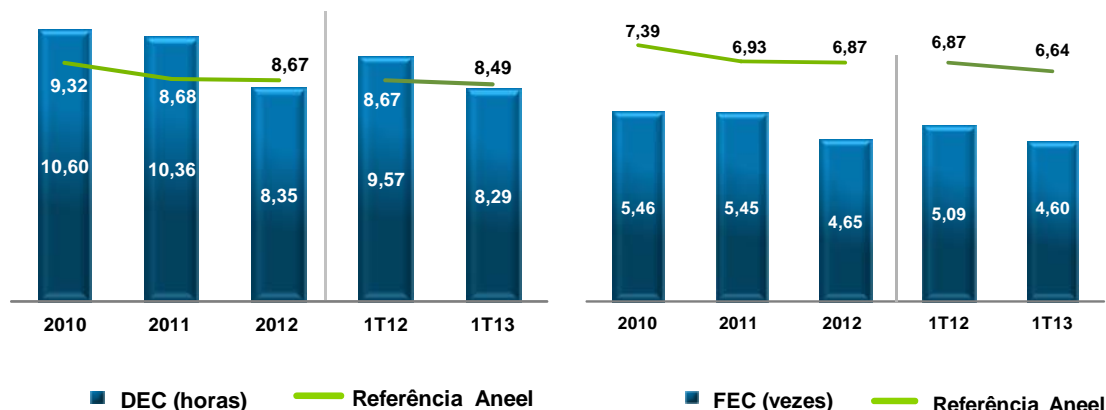
- (i) **inspeções de fraude:** a taxa de assertividade do 1T13 foi de 21,3%, e, portanto, melhor na comparação com a do 1T12, que foi de 13,4%. Isso porque, foram realizadas 60,1 mil inspeções e identificadas 12,8 mil irregularidades, no 1T12, foram realizadas 65,2 mil inspeções e identificadas 8,7 mil irregularidades. Esta melhora se deu em razão do direcionamento de 60 equipes de fraude para realizar inspeções nas comunidades de baixa renda;
- (ii) **programa de recuperação de instalações cortadas:** este programa objetiva 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 1T13, 11,3 mil instalações foram recuperadas ante 13,8 mil instalações no 1T12. Esta redução foi impactada pela troca de algumas empresas terceirizadas responsáveis pelo serviço, porém a expectativa da Companhia para 2013 é superar os valores de 2012;
- (iii) **substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos:** tal substituição visa permitir maior precisão de calibração e leitura e contribui para a redução das perdas de faturamento por baixa eficiência de leitura. No 1T13, foram substituídos 50,8 mil medidores obsoletos contra 16,4 mil medidores no 1T12. Para 2013 a meta é substituir 125 mil medidores obsoletos, 14,5% acima do que foi realizado em 2012.
- (iv) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 1T13, foram regularizadas 14,1 mil ligações informais, contra 13,8 mil regularizações realizadas no 1T12. Para 2013 a meta regularizar 75 mil ligações informais, 35% acima do que foi regularizado em 2012.
- (v) **cadastramento de 206 mil famílias** nos programas assistenciais oferecidos pelo governo, de dezembro/12 a março/13.

No 1T13, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 31,5 milhões e acrescentaram ao mercado faturado 141,9 GWh de energia no 1T13 (134,4 GWh no 1T12). Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 15,0 milhões (67,6 GWh) decorrem das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 8,4 milhões (37,8 GWh) resultam da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 3,5 milhões (15,9 GWh) referem-se à recuperação e retenção de clientes cortados;
- (iv) R\$ 4,6 milhões (20,6 GWh), decorrem da substituição de medidores obsoletos e de outras iniciativas de combate a perdas.

Os valores acima em reais são estimados e consideram uma tarifa média de R\$ 273,0 por MWh.

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.

Em 31 de março de 2013, o índice DEC dos últimos 12 meses registrado pela AES Eletropaulo foi de 8,29 horas e apresentou redução de 13,4% em relação ao mesmo período de 2012. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 4,60 vezes, e apresentou redução de 9,7% em comparação ao ano anterior. Ambos indicadores estão dentro do limite regulatório definido pela Aneel.

Visando à contínua melhoria da qualidade dos serviços prestados e dos indicadores de qualidade, a Companhia realizou 56,4 mil podas de árvores no 1T13, contra 61,1 mil podas de árvores no mesmo período do ano passado. A previsão de podas para 2013 é de 180 mil árvores.

No 1T13, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 7,9 milhões, valor 21,8% inferior em relação aos R\$ 10,1 milhões do 1T12. A queda do valor pago pelas transgressões é resultado da intensificação das ações voltadas para a melhoria da qualidade dos serviços prestados pela Companhia.

As transgressões dos limites são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC e DMIC, ou seja, o ressarcimento ocorrerá diretamente ao consumidor. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do consumidor (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação. Esses indicadores são estabelecidos com base na meta de DEC e FEC definidas pelo regulador (Aneel) para a distribuidora.

REGULATÓRIO - 1T13

Lei n.º 12.783/2013

Com o objetivo de estimular a economia do País, reduzir o custo da energia e aumentar a competitividade, em 11 de setembro de 2012, o governo federal anunciou reduções nos custos de energia para consumidores residenciais e industriais por meio da Medida Provisória 579, convertida na Lei n.º 12.783, em 14 de janeiro de 2013.

Por meio da referida Lei, as tarifas de energia elétrica foram reduzidas, em média, em 20%, baseando-se em três pontos principais:

- definição de novas condições para a renovação dos contratos de concessão de geração e transmissão, com datas de vencimento entre 2015 e 2017;
- redução dos encargos setoriais; e
- retirada de subsídios da estrutura da tarifa, com aporte direto via CDE.

As regras para a renovação das concessões estabelecidas pela Lei n.º 12.783/2013 alcançam as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei n.º 8.987/1995. Vale ressaltar que a concessão da AES Eletropaulo expira apenas em 2028.

Decreto n.º 7.945/2013

Por conta da não renovação das concessões por algumas geradoras, as distribuidoras ficaram expostas ao mercado de curto prazo e precisaram comprar energia térmica. Essa energia tem um custo mais elevado e a despesa extra é repassada ao cliente quando da revisão tarifária, o que gera descasamento no fluxo de caixa das Companhias.

Desta forma, o Decreto n.º 7.945/2013, publicado em 07 de março de 2013, autorizou o repasse de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), durante o ano de 2013, às concessionárias de distribuição de energia, com o objetivo de neutralizar os seguintes efeitos:

- (i) desconstratação causada pela não adesão à prorrogação de algumas concessões de geração;
- (ii) risco hidrológico decorrente da alocação de cotas; e
- (iii) despacho de usinas termoeletricas para garantir a segurança energética.

Além disso, haverá o repasse, nos eventos tarifários, da parcela dos contratos por disponibilidade uma vez que o custo desses contratos está superior ao valor da tarifa média de energia, em função do despacho das térmicas.

No 1T13, foi contabilizado provisão de R\$ 317,0 milhões relativo ao repasse de recursos da CDE, conforme segue:

- (i) R\$ 29,2 milhões, em decorrência da exposição de curto prazo causada pela não adesão à prorrogação de algumas concessões de geração;
- (ii) R\$ 71,3 milhões, referentes ao risco hidrológico decorrente da alocação de cotas; e
- (iii) R\$ 216,5 milhões, em virtude do despacho de usinas termoeletricas no período.

Os repasses relativos ao 1T13, creditados no caixa da Companhia em abril e maio, totalizaram R\$ 282,8 milhões. Dessa forma, no 2T13 ocorrerá a reversão de provisão no valor de R\$ 34,2 milhões devido a diferença entre a estimativa da Companhia e o valor efetivamente recebido.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.283,1 milhões no 1T13, uma redução de 14,4% em relação ao 1T12. Esta variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) redução de 10,8% (R\$ 365,0 milhões) na receita total de fornecimento, em função:
 - a. da aplicação, em 4 de julho de 2012, do índice combinado da revisão tarifária e do reajuste tarifário de -2,26%;
 - b. da aplicação da redução tarifária média de 20%, a partir de 24 de janeiro de 2013, devido ao programa de redução dos custos de energia elétrica determinado pela Lei n.º 12.783/2013. Vale ressaltar que a redução tarifária em função dessa lei não trará impactos relevantes para a AES Eletropaulo, tendo em vista que os custos de compra de energia e encargos setoriais também sofreram redução;
 - c. de 0,7 dia a mais de faturamento e;
 - d. do crescimento de 3,8% do consumo da classe residencial.
- (ii) redução de 40,9% (R\$ 186,6 milhões) na rubrica de outras receitas, resultado principalmente dos seguintes fatores:

- a. redução de R\$ 147,4 milhões nas receitas não faturadas, devido (i) às variações nas escalas de faturamento entre os períodos; (ii) aplicação das novas tarifas combinadas entre revisão e reajuste tarifário, em julho de 2012; e (iii) redução tarifária devido à Lei n.º 12.783/2013;
- b. redução de R\$ 70,6 milhões na receita de TUSD, em função (i) da aplicação das novas tarifas combinadas entre revisão e reajuste tarifário, em julho de 2012; (ii) redução tarifária devido à Lei n.º 12.783/2013; compensados pelo (iii) crescimento de 9,7% no consumo por clientes livres.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

No 1T13, as deduções representaram 30,2% da receita operacional bruta, totalizando R\$ 992,7 milhões, uma redução de 27,1% ou de R\$ 369,9 milhões em relação ao mesmo período de 2012.

Esse desempenho é explicado:

- (i) pelo decréscimo de R\$ 249,8 milhões nos encargos da Conta de Consumo de Combustível ("CCC"), da Reserva Global de Reversão ("RGR") e da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), resultante da redução dos encargos setoriais determinada no programa de redução dos custos de energia elétrica (Lei n.º 12.783/2013) e;
- (ii) pela redução de R\$ 113,0 milhões nos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS e ISS), decorrente da queda do faturamento nos dois períodos em função da aplicação da Lei n.º 12.783/2013.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 1T13, a receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.290,4 milhões, uma redução de 7,4% ao registrado no 1T12. A variação é explicada, principalmente, pela queda de 10,8% da receita de fornecimento e 82,3% dos encargos com CCC, RGR e CDE, resultado da aplicação da Lei n.º 12.783/2013.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 1.985,7 milhões no 1T13, um crescimento de 1,5% em relação ao 1T12. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Parcela A	1.535,3	1.541,5	0,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.210,9	1.428,0	17,9%
Transmissão	324,4	102,8	-68,3%
CFURH	-	10,6	N.D.
PMSO	421,3	444,3	5,4%
Pessoal	190,0	210,6	10,8%
Materiais	14,1	9,9	-29,7%
Serviços de Terceiros	118,4	123,9	4,7%
Outros	98,8	99,9	1,0%
Total	1.956,6	1.985,7	1,5%

* Não inclui depreciação

Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como “Parcela A” são repassadas à tarifa. Com a adoção do IFRS, a contabilidade da Companhia não reflete mais os valores referentes à Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA. No entanto, a apuração regulatória da CVA continua sendo realizada para atender às exigências da Aneel, permanecendo inalterado o controle da CVA, de acordo com a metodologia de cálculo da “Parcela A”. Mais detalhes podem ser consultados na página 16 deste Release e nas Notas Explicativas n.º 35 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 1T13, a despesa com compra de energia elétrica apresentou crescimento de 17,9% em comparação ao 1T12, totalizando R\$ 1.428,0 milhões. Essa variação é resultado do crescimento de 19,0% no preço médio da energia comprada e do aumento de 0,7% no volume de compra de energia (10.746 GWh no 1T13 versus 10.667 GWh no 1T12), que foram influenciados pelos seguintes fatores:

- (i) **Leilões:** aumento de R\$ 98,4 milhões, resultado do acréscimo de 29,0% no preço médio, apesar da redução de 10,9% no volume de energia comprada, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de R\$ 305,3 milhões, em função: (i) do maior volume de energia comprada em 59,5% e (ii) do incremento de 232,0% no preço médio;
 - b. **Hídricas:** redução de R\$ 206,9 milhões, em função: (i) do menor volume de energia comprada em 26,4%, decorrente da menor participação da energia hídrica no balanço energético (Lei n.º 12.783/2013), e (ii) da redução de 33,8% no preço médio, dado o aporte de recursos na CDE no montante de R\$ 71,3 milhões, determinado pelo Decreto n.º 7.945/2013. Excluído esse efeito, a redução do preço médio seria de 13,7%;
- (ii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 58,6 milhões, em função: (i) do incremento de 6,2% no volume adquirido e (ii) do reajuste de 5,2% no preço do contrato bilateral, ocorrido em julho de 2012;
- (iii) **Itaipu:** crescimento de R\$ 40,7 milhões, devido ao aumento de 19,5% no preço médio, reflexo da maior cotação do dólar na comparação entre os períodos, apesar da redução de 0,7% no volume de energia adquirida;
- (iv) **Energia no curto prazo:** despesa de R\$ 32,7 milhões, referente à compra de energia na CCEE para atender ao nível de contratação da Companhia no trimestre, apesar do aporte de recursos na CDE, determinado pelo Decreto n.º 7.945/2013, no montante de R\$ 29,2 milhões. Excluído esse efeito, a despesa seria de R\$ 61,9 milhões.

Os repasses relativos à exposição de curto prazo e risco hidrológico do 1T13 totalizaram R\$ 103,7 milhões e foram creditados no caixa da Companhia em abril e maio. Dessa forma, no 2T13 ocorrerá um ajuste de provisão no valor de R\$ 3,2 milhões devido à diferença entre a estimativa da Companhia e o valor efetivamente recebido.

No 1T13, a Companhia apresentou uma despesa com compra de energia para revenda de R\$ 149,6 milhões, acima dos valores homologados em sua tarifa, que serão considerados a partir do próximo reajuste tarifário, principalmente em função de energia comprada em leilões regulados. Mais detalhes podem ser consultados na página 16 deste Release.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	1T12	1T13	Part.% 1T12	Part.% 1T13	Var. 1T13 x 1T12
AES TIETÊ	173,7	182,7	26,8%	29,2%	5,2%
ITAIPU	94,6	113,1	22,7%	23,0%	19,5%
LEILÃO	98,2	126,7	50,6%	47,8%	29,0%
Térmica	73,8	245,1	11,6%	15,5%	232,0%
Hídrica	105,4	69,8	39,0%	32,3%	-33,8%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	-	171,2	0,0%	0,0%	-
Tarifa (R\$/MWh)	117,6	139,9	100,0%	100,0%	19,0%

Volume de Energia Comprada por Fonte - (MWh)	1T12	1T13	Var. (%) 1T13 x 1T12
LEILÕES	5.546	4.941	-10,9%
Térmica	1.001	1.596	59,4%
Hídrica	4.545	3.345	-26,4%
AES TIETÊ	2.879	3.058	6,2%
ITAIPU	2.433	2.415	-0,8%
ENERGIA NO CURTO PRAZO	(429)	107	-
OUTROS	238	224	-5,8%
Volume (GWh)	10.667	10.745	0,7%

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\$ 102,8 milhões no 1T13, uma queda de 68,3% em comparação ao 1T12. Esse desempenho é explicado pela redução de R\$ 159,6 milhões com encargos da Rede Básica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), determinados pela Aneel em função da Lei n.º 12.783/2013, e pela redução de R\$ 46,0 milhões dos Encargos do Serviço do Sistema ("ESS"), em função do aporte de recursos da CDE decorrente do Decreto n.º 7.945/2013. Excluído esse efeito, o ESS seria de R\$ 216,5 milhões e a despesa com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão seria de R\$ 319,3 milhões.

Os repasses relativos ao despacho de usinas termoeletricas para garantir a segurança energética do 1T13 totalizaram R\$ 179,1 milhões e foram creditados no caixa da Companhia em abril e maio. Dessa forma, no 2T13 ocorrerá a reversão de provisão no valor de R\$ 37,4 milhões devido à diferença entre a estimativa da Companhia e o valor efetivamente recebido.

No 1T13, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão foram de R\$ 102,8 milhões, abaixo dos valores homologados em sua tarifa. O montante será considerado a partir do próximo reajuste tarifário, em função dos valores homologados pela Aneel. Mais detalhes constam na página 16 deste Release.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

As despesas com compensação financeira para utilização de recursos hídricos - CFURH ("CFURH") totalizaram R\$ 10,6 milhões no 1T13, em função da Lei n.º 12.783/2013, que transfere o encargo de CFURH das geradoras, cujas concessões foram renovadas em 2013, para as distribuidoras. Vale mencionar que as despesas com CFURH serão consideradas a partir do próximo reajuste tarifário, quando da homologação de novos valores pela Aneel.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 1T13, as despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram redução de 3,4% em relação ao 1T12. Na comparação do PMSO gerenciável do 1T13 com o montante do 1T12 corrigidos por IGP-M (8,0%), a redução é de 10,6% ou R\$ 33,9 milhões, reflexo do programa de redução de custos da Companhia.

PMSO - em R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Pessoal	190,0	210,6	10,8%
Materiais	14,1	9,9	-29,7%
Serviços de Terceiros	118,4	123,9	4,7%
Outros	98,8	99,9	1,0%
PMSO - reportado	421,3	444,3	5,4%
Entidade de Previdência Privada	64,9	88,4	36,2%
PCLD e Baixas	39,2	34,8	-11,2%
Povisão de litígios e contingências, líquida	20,5	34,4	67,6%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	296,7	286,6	-3,4%

As despesas gerenciáveis da Companhia totalizaram R\$ 286,6 milhões no 1T13, uma redução de 3,4% em comparação ao 1T12. Essa variação é explicada, principalmente, pela redução de R\$ 2,9 milhões das despesas com pessoal, resultado da reestruturação do quadro de funcionários efetuado no 2S12, e de R\$ 8,5 milhões com demais despesas. A Companhia segue empenhada na gestão de custos para atingir redução de R\$ 100 milhões do PMSO gerenciável sobre o PMSO gerenciável de 2012 corrigidos por inflação.

As despesas com PMSO reportado totalizaram R\$ 444,3 milhões no 1T13, um aumento de 5,4% em comparação com o 1T12. Esse aumento é explicado, principalmente, pelo (i) crescimento de R\$ 23,5 milhões das despesas com entidade de previdência privada e (ii) aumento de R\$ 13,9 milhões em função da movimentação dos processos judiciais no período.

Pessoal

As despesas com pessoal estão subdivididas em duas rubricas: (a) despesas com pessoal e encargos; e (b) despesa com entidade de previdência privada. A partir do 4T12, as discussões judiciais trabalhistas finalizadas por meio de acordo ou condenação foram reclassificadas da linha de "pessoal" para a linha de "outras despesas operacionais". Para melhor análise das variações nessas linhas, os períodos anteriores também foram reclassificados.

Pessoal - em R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Pessoal e Encargos	125,1	122,2	-2,4%
Entidade de Previdência	64,9	88,4	36,2%
Total	190,0	210,6	10,8%

- Despesas com Pessoal e Encargos*

No 1T13, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 122,2 milhões, uma redução de 2,4% em comparação ao 1T12. Essa variação reflete a reestruturação do quadro de funcionários efetuados no 2S12, que resultou em uma redução de R\$ 6,6 milhões no pagamento da PLR e foi responsável pelo menor impacto do aumento de salários, benefícios e encargos, que totalizou R\$ 2,6 milhões no 1T13, relacionados aos reajustes previstos no acordo coletivo celebrado em junho de 2012.

- Despesa com Entidade de Previdência Privada*

Em dezembro de 2012, a CVM aprovou a Deliberação nº 695, que impôs mudanças nas práticas contábeis aplicadas no plano de pensão da Companhia. Essas alterações são aplicáveis a exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2013, com aplicação retroativa, conforme as normas contábeis.

De acordo com o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, quando uma mudança na política contábil é aplicada retroativamente, a Companhia deverá ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período anterior mais antigo

apresentado e os demais montantes comparativos divulgados para cada período anterior apresentado, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada. Com isso, a despesa reportada com Entidade de Previdência Privada do 1T12 foi acrescida em R\$ 20,1 milhões, passando de R\$ 44,9 milhões para R\$ 64,9 milhões.

Os impactos são meramente para fins de comparabilidade, não havendo efeitos societários em relação às destinações do exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

No 1T13, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 88,4 milhões, um aumento de 36,2% em comparação ao 1T12. Esse aumento decorre dos seguintes fatores:

- (i) queda da taxa de desconto, em função da queda das atuais taxas de mercado (passando de 5,5% em 2012 para 3,75% em 2013);
- (ii) alterações das normas contábeis por meio do IAS 19, que modificou a taxa de retorno dos investimentos, passando a ser equivalente à taxa de desconto (de 6,79% em 2012 para 3,75% em 2013), atualmente em 4,14%;
- (iii) aumento da expectativa de inflação no longo prazo.

A partir de janeiro de 2013, os ganhos e perdas atuariais, que constituíam o “corredor” e eram informados apenas em nota explicativa das Demonstrações Financeiras da Companhia, passaram a ser contabilizados como dívida e terão contrapartida no Patrimônio Líquido no Balanço Patrimonial da Companhia, na linha de outros resultados abrangentes, em conformidade com as alterações nas regras contábeis.

Vale destacar que o “corredor” é excluído do total da dívida para fins do cálculo dos *covenants* da Companhia, conforme ajuste efetuado em outubro de 2012 nas escrituras e contratos de dívidas celebrados pela AES Eletropaulo, dado que o desembolso leva em conta parâmetros atuariais da Fundação Cesp. Além disso, o aumento nas despesas reconhecidas na Demonstração do Resultado do Exercício da Companhia, em função dos motivos mencionados, não gera impacto no fluxo de caixa. Mais detalhes podem ser encontrados na página 20 deste Release e na Nota Explicativa n.º 3 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

As despesas com materiais e serviços de terceiros apresentaram um aumento de 1,0% no 1T13 em comparação ao 1T12, totalizando R\$ 133,8 milhões e ficando abaixo da inflação do período (IGP-M 8,0%). Essa variação deve-se ao aumento de despesas com serviços de *call center* e corte e religa, compensados pela redução de despesas com honorários advocatícios, consultorias, gastos com Equipamento de Proteção Individual - EPI e TI.

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 de litígios e contingências, líquida e (d) Demais Despesas, conforme detalhado no quadro abaixo.

Desde o 4T12, as discussões judiciais trabalhistas encerradas por meio de acordo entre as partes ou condenação de uma delas não foram mais reclassificadas para a linha de “pessoal” e passaram a fazer parte da linha “Provisão de litígios e contingências, líquida”, conforme indicado no quadro abaixo.

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
PCLD e Baixas	39,2	34,8	-11,2%
Provisão de litígios e contingências, Líquida	20,5	34,4	67,6%
Demais *	39,1	30,6	-21,7%
Total	98,8	99,9	1,0%

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

No 1T13, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 99,9 milhões, um crescimento de 1,0% em comparação aos R\$ 98,8 milhões registrados no 1T12. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 4,4 milhões na linha de “PCLD e Baixas” e;
- (ii) aumento de R\$ 13,9 milhões das despesas com discussões judiciais, em função da movimentação dos processos judiciais no período e perspectivas de perda.

OUTRAS RECEITAS E DESPESAS

A conta de outras receitas e despesas apresentou uma despesa líquida de R\$ 176,5 milhões no 1T13, uma redução de 18,9% em comparação aos R\$ 217,7 milhões registrados no 1T12, que pode ser explicada pelos seguintes fatores:

- (i) R\$ 144,3 milhões de despesas de construção, ante R\$ 186,3 milhões registrados no 1T12. Essa redução decorre dos menores investimentos nesse trimestre. As despesas com construção passaram a ser contabilizadas como “Outras Despesas”, após a adoção do IFRS e do ICPC 01, e são compensadas em “Outras Receitas”, com valor correspondente. O ICPC 01 detalha o tratamento contábil para este item em concessionárias de serviços públicos;
- (ii) redução de R\$ 0,9 milhão nas despesas com desativação e baixa de ativos, que passaram de R\$ 33,0 milhões no 1T12 para R\$ 32,1 milhões no 1T13, tendo em vista a mudança nas regras da Aneel de baixa de ativos, que passaram a determinar a baixa por item e não mais por grupo de itens do inventário físico realizado.

EBITDA

No 1T13, o Ebitda da Companhia foi R\$ 128,1 milhões, ante R\$ R\$ 298,2 milhões no 1T12. Os seguintes fatores explicam essa redução de 59,7%:

- (i) impacto negativo de R\$ 194,0 milhões, referente ao efeito combinado da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B (negativo em R\$ 216,0 milhões), parcialmente compensado pelo efeito positivo do aumento de 2,2% no volume do mercado total (R\$ 22,0 milhões);
- (ii) aumento de 5,4% nas despesas com PMSO, totalizando R\$ 23,0 milhões, devido, principalmente: (i) à despesa superior com entidade de previdência privada de R\$ 23,5 milhões e (ii) o aumento de R\$ 13,9 milhões nas despesas com discussões judiciais;
- (iii) redução de R\$ 41,1 milhões na conta outras receitas e despesas decorrente dos menores gastos com construções e investimentos e;
- (iv) redução nos custos da Parcela A, com compra de energia e encargos setoriais em R\$ 5,8 milhões, quando comparados aos custos considerados na tarifa da Companhia homologada pela Aneel em 03 de julho 2012.

EBITDA Ajustado

O Ebitda é ajustado pelos (i) ativos e passivos regulatórios e (ii) pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação CESP (confissão de dívida, reserva matemática e custo atuarial) para melhor refletir a geração de caixa operacional da Companhia uma vez que o saldo de obrigação com o fundo de pensão é considerado no saldo da dívida da AES Eletropaulo.

R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Ebitda	298,2	128,1	-57,0%
Ajustes			
Desp. Passivo - FCESP	63,0	86,5	37,4%
Ebitda ajustado pelas despesas FCESP	361,2	214,7	-40,6%
Ativos e Passivos Regulatórios	(206,1)	(5,8)	-97,2%
Ebitda Ajustado Novos Covenants	155,1	208,9	34,7%

O Ebitda ajustado pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação CESP e ativos e passivos regulatórios totalizou R\$ 208,9 milhões no 1T13, apresentando crescimento de 34,7% quando comparado ao 1T12, quando o Ebitda ajustado foi de R\$ 155,1 milhões. O Ebitda ajustado do 1T12 foi impactado pelos passivos regulatórios da postergação da revisão tarifária.

RESULTADO FINANCEIRO

No 1T13, o resultado financeiro líquido registrado pela Companhia foi uma despesa de R\$ 7,0 milhões, inferior em R\$ 20,3 milhões à despesa registrada no 1T12. Essa redução é explicada, principalmente, pelos seguintes eventos:

- (i) impacto positivo do reconhecimento de R\$ 12,6 milhões, referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão;
- (ii) decréscimo de R\$ 11,3 milhões, referente aos autos de infração emitidos pela Aneel;

Parcialmente compensados pela:

- (iii) queda de R\$ 2,8 milhões, em função da redução no CDI do período. Em 31 de março de 2013, o CDI era de 7,01%, se comparado com a taxa de 9,52% em 31 de março de 2012. A redução entre os períodos foi de 2,51 p.p.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras da Companhia totalizaram R\$ 41,0 milhões, um decréscimo de 41,8% em relação ao 1T12. Essa variação é explicada, principalmente, pela redução de R\$ 32,7 milhões no rendimento das aplicações financeiras devido à menor taxa CDI média e ao saldo médio das aplicações financeiras no período.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras apresentaram redução de 31,9% no 1T13 quando comparadas às despesas do 1T12, totalizando R\$ 81,7 milhões, explicada pelos seguintes fatores: (i) redução dos encargos da dívida em R\$ 29,9 milhões, devido à menor taxa de juros no período e (ii) decréscimo de R\$ 11,3 milhões, referente aos autos de infração emitidos pela Aneel.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 1T13, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de R\$ 33,7 milhões, um incremento de R\$ 11,6 milhões em comparação ao 1T12 explicado, principalmente, pelo reconhecimento de R\$ 12,6 milhões referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão.

LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO

No 1T13, a Companhia apresentou um prejuízo líquido de R\$ 0,8 milhão, ante um lucro líquido de R\$ 97,0 milhões no 1T12. Os seguintes fatores explicam o registro de prejuízo líquido pela Companhia:

- (i) impacto negativo de R\$ 194,0 milhões, referente ao efeito combinado da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B (negativo em R\$ 216,0 milhões), parcialmente compensando pelo efeito positivo do aumento de 2,2% no volume do mercado total (R\$ 22,0 milhões);
- (ii) aumento de 5,4% nas despesas com PMSO, que totalizam R\$ 23,0 milhões;
- (iii) redução de R\$ 41,1 milhões na conta “Outras Receitas e Despesas”, decorrente dos menores gastos com construção;
- (iv) menores custos da Parcela A, compra de energia e encargos setoriais, da ordem de R\$ 5,8 milhões em relação ao que foi considerado na tarifa da Companhia homologada pela Aneel em 03 de julho 2012;
- (v) resultado financeiro R\$ 20,3 milhões superior.

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 devem ser registrados para efeitos regulatórios em contas temporárias no Balanço Patrimonial e na Demonstração de Resultados Regulatórios das distribuidoras. Essas contas podem ser credoras ou devedoras, a depender da variação dos custos realizados nos ciclos tarifários. Eventuais saldos dos ciclos serão adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual ou revisão tarifária seguinte, o que for aplicável, e serão amortizados no próximo ano tarifário (período de 12 meses após a data do reajuste ou revisão).

A partir da adoção do IFRS nas demonstrações contábeis societárias, as variações dos ativos e passivos regulatórios deixaram de ser diferidas e passaram a ser contabilizadas no resultado, gerando, por consequência, volatilidade no mesmo.

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

Ativos e Passivos Regulatórios	1T12	1T13
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros (Passivos)	160,0	20,8
Itens regulatórios de ciclos anteriores (Passivos)	57,7	8,1
Total	217,7	29,0

No 1T13, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 29,0 milhões no resultado da Companhia, sendo que R\$ 20,8 milhões serão restituídos pela Companhia aos seus clientes por meio da tarifa no próximo ciclo. Esse montante é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) impacto negativo de R\$ 147,1 milhões referente, principalmente, ao maior preço médio de energia adquirida em leilões (energias hídrica e térmica);

Compensado parcialmente pelo:

- (ii) efeito positivo de R\$ 61,4 milhões na Rede Básica e CDE, em função da Lei n.º 12.783/2013;
- (iii) impacto positivo de R\$ 60,1 milhões em função do menor recolhimento do ESS, decorrente do aporte da CDE relacionado ao Decreto n.º 7.945/2013;

- (iv) efeito positivo de R\$ 12,9 milhões em função da diferença positiva entre o preço da energia comprada por meio de contratos bilaterais e leilões e o preço de venda na CCEE; e
- (v) impacto positivo de R\$ 13,5 milhões referentes a outros itens regulatórios.

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

Ativos e Passivos Regulatórios	1T12	1T13
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	97,0	(0,8)
Ativos e passivos regulatórios	217,7	29,0
Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios	(120,7)	(29,8)

A tabela abaixo demonstra os ativos e passivos regulatórios estimados pela Companhia, acumulados até 31 de março 2013, que deverão ser compensados via tarifa em ciclos futuros.

Ativos e Passivos Regulatórios	Ciclo 2011/2012	Ciclo 2012/2013	Total
Ativos Regulatórios	100,9	686,9	787,8
Passivos Regulatórios	(1.272,4)	(265,2)	(1.537,6)
Total	(1.171,5)	421,7	(749,8)

ENDIVIDAMENTO

Em atendimento às exigências da Lei n.º 11.638, contratos de arrendamento mercantil e locação sob a rubrica de *leasing* são considerados no saldo total da dívida da AES Eletropaulo. Ao final do 1T13, tais contratos representavam R\$ 5,6 milhões no saldo do endividamento da Companhia, valor inferior ao montante de R\$ 9,2 milhões registrado no mesmo período de 2012. Para fins de análise deste relatório, tais valores não são considerados no saldo total da dívida.

Conforme anteriormente mencionado, as demonstrações contábeis de 2012 foram reclassificadas em função da mudança do reconhecimento contábil das despesas com fundo de pensão. Portanto, as análises a seguir consideram os valores de 2012 reclassificados.

A dívida bruta da Companhia totalizava R\$ 6.789,4 milhões em 31 de março de 2013, valor R\$ 1.219,2 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2012. O aumento de 21,9% refere-se principalmente:

- (i) aumento do corredor contábil da Fundação Cesp, no valor de R\$ 1.551,5 milhões, devido à perda atuarial gerada principalmente pela redução da taxa de desconto utilizada no cálculo do valor presente das obrigações atuariais;
- (ii) à 15ª emissão de debêntures no valor de R\$ 750 milhões em outubro de 2012; parcialmente compensados por:
- (iii) resgate antecipado de debêntures e CCB do Citibank no valor do principal de R\$ 750 milhões;
- (iv) pagamento de principal e juros da CCB do Bradesco no valor total de R\$ 57,3 milhões em novembro de 2012.

Em 31 de março de 2013, as disponibilidades somavam R\$ 919,4 milhões, valor R\$ 1.026,5 milhões inferior ao mesmo período de 2012.

No encerramento do 1T13, a dívida líquida da Companhia somou R\$ 5.870,0 milhões, valor 61,5% superior ao saldo da dívida líquida do 1T12, em função, principalmente, da inclusão do corredor da Fundação Cesp e menor saldo de disponibilidades.

Dívida (R\$ milhões)	
Empréstimos, Fin. e Debêntures	2.806,5
Fundo de Pensão	3.988,6
Dívida Bruta	6.795,0
Disponibilidades*	919,4
Dívida Líquida	5.875,7
Leasing	5,6
Dívida Líquida sem Leasing	5.870,0

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

Destaques

- **Custo médio:** O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo apresentou variação passando de CDI + 1,27% a.a. em 31 de março de 2012 para CDI + 1,01% a.a. em 31 de março de 2013. Essa queda ocorreu, principalmente, devido à diminuição das curvas de DI e do IGP-M do período.
- **Prazo médio:** Em 31 de março de 2013, o prazo médio da dívida era 6,7 anos, patamar ligeiramente superior ao prazo de 6,4 anos de 31 de março de 2012.

Covenants

No final de 2012, devido ao baixo nível dos reservatórios no país, ocorreu um aumento significativo do despacho de energia térmica, gerando um aumento significativo nas despesas com Parcela A e reduzindo o caixa das distribuidoras. Dada à indefinição sobre uma possível solução de liquidez para as distribuidoras advinda do Governo Federal, a Companhia renegociou a alteração dos limites de *covenants* da 9ª, 11ª, 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures e CCBs do Bradesco para o primeiro e segundo trimestre do corrente ano, nos termos abaixo, de forma a permitir uma maior flexibilização na gestão da alavancagem. O processo de renegociação foi concluído em 26 de março de 2013, tendo sido o limite dos *covenants* de 3,5x Dívida Líquida/Ebitda ajustado para:

- (i) 5,5x no 1º trimestre de 2013; e
- (ii) 3,75x no 2º trimestre de 2013

A Companhia possui também o limite referente de Ebitda Ajustado/Despesa Financeira >1,75x, o qual foi igualmente alterado quando da renegociação dos *covenants* da 9ª, 11ª, 13ª, 14ª e 15ª emissões de debêntures e CCBs do Bradesco para incluir exceção na definição de dívida e despesas financeiras de empréstimos concedidos pelo Governo para fazer frente à variação de ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa.

Considerando o Ebitda ajustado⁵ dos 12 meses findos em março de 2013, de acordo com os novos *covenants*, a AES Eletropaulo apresentou indicador (i) Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 4,4x e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira de 2,4x. Sendo assim, em 31 de março de 2013, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida. O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

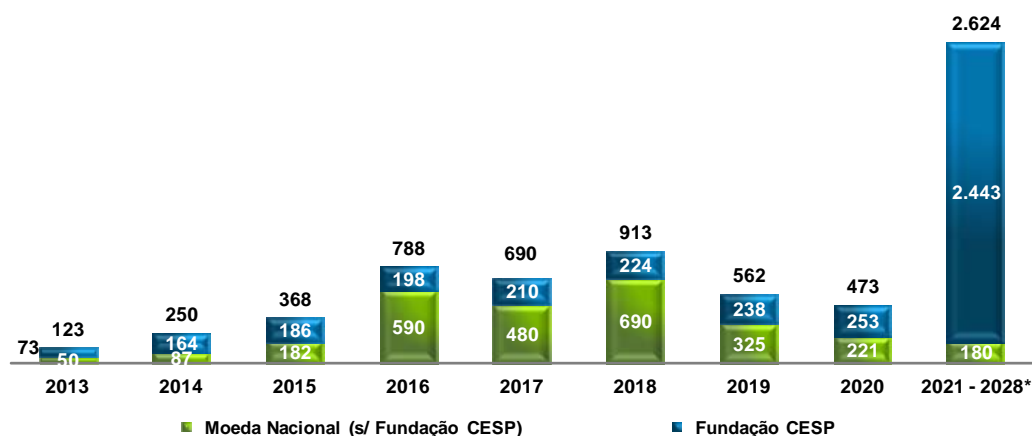
Importante ressaltar que os passivos regulatórios referentes aos impactos da postergação da revisão tarifária estão concentrados no 1S12 (R\$ 282,5 milhões no 1T12 e R\$ 416,5 milhões no 2T12), impactando negativamente o Ebitda ajustado dos 12 meses posteriores. Sendo assim, a tendência é de melhora deste indicador e o efeito negativo será totalmente eliminado a partir do 2T13.

⁵ Ebitda ajustado - corresponde ao resultado do serviço da Companhia conforme demonstrativo de resultado, excluindo todos os montantes de depreciação e amortização e despesas com a Fundação CESP. Adicionalmente, é ajustado com o impacto dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado do serviço acima.

Divida bruta	6.795,0
Disponibilidades*	919,4
Efeito "corredor"	2.830,1
Dívida líquida (1)	3.045,5
* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários	
Ebitda	465,5
Despesas com FCESP	202,0
Ativos e Passivos regulatórios	20,9
Ebitda ajustado novos covenants (2)	688,4
Despesa financeira sobre empréstimos (3)	285,8
Dívida líquida (1)/Ebitda ajustado (2)	4,4
Ebitda ajustado (2)/Despesa financeira (3)	2,4
Dívida bruta/Ebitda ajustado	9,9

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

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÃO - R\$ milhões (Principal)



* Saldo do corredor (ganhos e perdas atuariais) do plano com a Fundação Cesp é pago via contribuição no decorrer da vida útil da concessão.

INVESTIMENTOS

No 1T13, a AES Eletropaulo investiu R\$ 144,7 milhões. Do total, R\$ 134,2 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 10,5 milhões correspondem a projetos financiados por seus clientes.

Investimentos - R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13x1T12
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	98,1	88,6	-9,6%
Confiabilidade Operacional	43,8	28,7	-34,5%
Recuperação de Perdas	5,9	5,3	-10,9%
Tecnologia da Informação	7,1	3,0	-58,1%
Outros	22,3	8,6	-61,3%
Total (c/ recursos próprios)	177,2	134,2	-24,3%
Financiado pelo cliente	6,7	10,5	57,5%
Total	183,9	144,7	-21,3%

Em 2013, a Companhia planeja investir R\$ 646,9 milhões. Deste montante, são previstos R\$ 621,0 milhões com recursos próprios e R\$ 25,9 milhões financiados pelos clientes. Dentre os investimentos programados, destacam-se:

- repotenciação de subestações, adicionando 133MVA de capacidade ao sistema;
- 29,7 km de novas linhas de transmissão;
- manutenção de mais de 5,2 mil km de redes de distribuição;
- regularização de 75 mil ligações ilegais e substituição de 125 mil medidores obsoletos.

Principais Investimentos - 1T13

Expansão do Sistema e Serviços ao Cliente - Visa ao atendimento do crescimento do mercado e redução do risco de interrupção no fornecimento regular e em condições de emergência.

- R\$ 52,8 milhões no 1T13, em serviços ao cliente para atender à adição de 40,5 mil novos clientes, dos quais 14,1 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais; e
- R\$ 35,8 milhões no 1T13, em expansão do sistema com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia, destacando-se um aumento de capacidade instalada de 151MVA, como resultado da ampliação da ETD Leopoldina (5 MVA), USP (6 MVA), Oratório (40 MVA), Butantã (20 MVA) e energização da nova ETD Sertãozinho (80 MVA). Essas melhorias beneficiarão uma população de cerca de 800 mil habitantes.

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

- No 1T13, foram investidos R\$ 28,7 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 496 km da rede; e (ii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Recuperação de Perdas - Visa à diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da distribuidora.

- O montante investido no 1T13 em recuperação de perdas totalizou R\$ 5,3 milhões. Foram realizadas 11,7 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 14,0 mil irregularidades, por meio de inspeções de fraude e anomalias. Além disso, foram substituídos 48,5 mil medidores obsoletos.

Outros

- No 1T13, foram destinados R\$ 1,5 milhão referentes a investimentos na nova sede administrativa; R\$ 2,4 milhões referentes à regularização de áreas para passagem de linhas, dentre outros investimentos de menor porte.

FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13
SALDO DE CAIXA INICIAL	1.390	1.946	1.083	932	814
Geração de caixa operacional	304	259	363	293	385
Investimentos	(191)	(182)	(205)	(238)	(213)
Despesa Financeira Líquida	(22)	(97)	(34)	(102)	(5)
Amortizações Líquidas	591	(66)	(217)	(46)	(8)
Despesas com Fundo de Pensão	(56)	(56)	(57)	(46)	(55)
Imposto de Renda	(62)	(113)	-	-	(7)
Alienação de ativos	-	-	-	21	8
GERAÇÃO LIVRE DE CAIXA	564	(255)	(151)	(118)	105
Dividendos	(9)	(608)	(0)	-	(0)
SALDO DE CAIXA FINAL	1.946	1.083	932	814	919

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresentará 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 1T13 em comparação ao 1T12

- O aumento da geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
 - (i) redução de R\$ 121,2 milhões dos custos com parcela A, considerando o montante recebido na tarifa e o montante desembolsado entre os períodos;
 - (ii) redução de R\$ 63,4 milhões das despesas com PMSO.
 - (iii) impacto negativo de R\$ 102,9 milhões da arrecadação em função principalmente da aplicação do índice de revisão e reajuste tarifários (-3,25%) e aplicação da redução tarifária média de 20%, devido ao programa de redução dos custos de energia elétrica determinado pela Lei n.º 12.783/2013, parcialmente compensados pelo crescimento de 2,2% do mercado total na comparação entre os trimestres.
- Variação de R\$ 599,5 milhões das amortizações líquidas em função da 14ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 600 milhões, cuja liquidação financeira ocorreu em janeiro de 2012;
- Redução de R\$ 54,6 milhões do pagamento de imposto de renda no 1T13 em função do menor lucro tributável no período;
- Manutenção do desembolso de caixa com o Fundo de Pensão, em função do cálculo do desembolso ser efetuado pela FCesp, utilizando método e premissas diferentes daqueles usados pela Companhia para o cálculo da despesa reconhecida no resultado. Para 2013 espera-se um desembolso no mesmo patamar realizado em 2012.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 102,5% do CDI no 1T13 contra 100,8% do CDI no 1T12.

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 mercado de balcão norte-americano que, a partir de janeiro de 2012, migraram para as regras do Nível 1 sob os códigos "EPUMY". A migração foi feita com o objetivo de ampliar as formas de acesso dos investidores às ADRs, principalmente aqueles domiciliados no exterior, bem como ampliar a liquidez dos papéis.

As ações preferenciais da Companhia integram o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa; o IBX-50, que mede o desempenho das ações mais negociadas na bolsa; o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de empresas que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários, no caso de alienação do controle; e o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico.

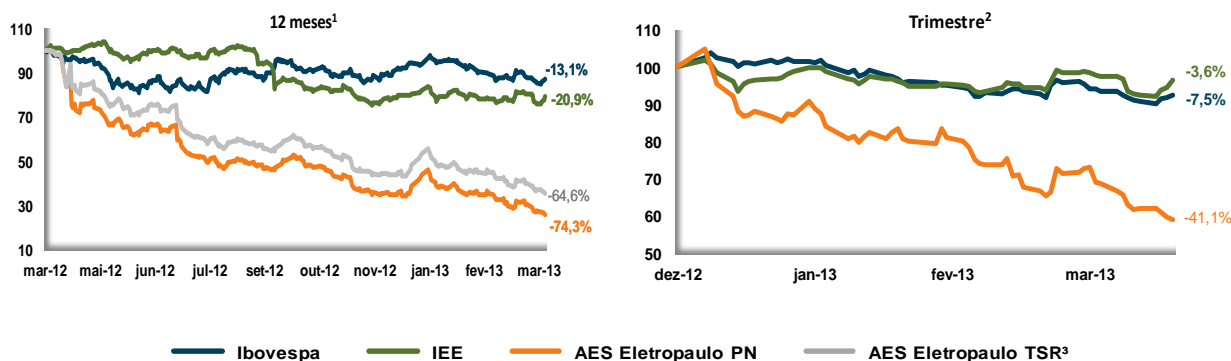
A Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade baseado em eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa. A AES Eletropaulo integra esse índice desde a sua criação, em 2005, refletindo o comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

A partir de janeiro de 2011, a Companhia passou a integrar o Índice Carbono Eficiente (ICO2), desenvolvido pela BM&FBovespa em conjunto com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que inclui em sua carteira somente as companhias que adotam práticas transparentes com relação às emissões de gases de efeito estufa. A AES Eletropaulo monitora e afere suas emissões de gases de efeito estufa de maneira transparente, reforçando seu compromisso com as questões climáticas e de meio ambiente.

DESEMPENHO DA AÇÃO

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o mês de março cotadas a R\$ 9,89, uma desvalorização de 41,1% no 1T13. No mesmo período, o Ibovespa apresentou desvalorização de 7,5%, enquanto o IEE apresentou queda de 3,6%. Durante o 1T13, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 319.445 negócios no período, envolvendo cerca de 102,2 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de R\$ 22,9 milhões no 1T13, no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo sofreram queda de 74,3%. Esse desempenho reflete a divulgação dos valores finais da revisão e reajuste tarifário, em 2 e 3 de julho, respectivamente, combinado com a reação do mercado após o anúncio do programa de redução de custos de energia. Se considerado os proventos, a queda no ano representou 64,6%. No mesmo período, o índice Bovespa caiu 13,1% e o IEE apresentou queda de 20,9%.



1 - Índice - 29/03/2012 = 100

2 - Índice - 28/12/2012 = 100

3 - TSR - Total Shareholder Return - Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período

BASE ACIONÁRIA

Acionista	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%
Total	66.604.817	100,0%	100.739.070	100,0%	167.343.887	100,0%

Em 31/03/2013

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

Segurança

A segurança dos colaboradores e da população é o valor número 1 da AES Eletropaulo. No 1T13, a Companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com os colaboradores com a realização de 7.492 Caminhadas de Segurança, número 10,6% superior ao registrado no 1T12. No período, as preleções de segurança atingiram 98% dos colaboradores da força de trabalho.

Tal esforço se reflete na melhoria dos dois principais indicadores de segurança - a taxa de gravidade (TG) e taxa de frequência (TF) de acidentes - em relação ao 1T12. Com colaboradores contratados foi registrada uma redução na TF, de 1.657,52 para 19,34, bem como na TG, de 4,37 para 3,36. Com colaboradores próprios a TG do período passou de 12,30 para 9,00, embora tenha sido observado um aumento na TF de 2,53 para 3,94. Tal resultado efetiva os esforços da companhia na instalação de uma cultura de Segurança, que privilegia a prevenção de riscos e acidentes com colaboradores próprios e contratados, mitigando riscos relacionados à Segurança.

Inovação e Excelência para a Satisfação do Cliente

O índice de nível de serviço (INS) do Call Center, que mede o percentual de retenção nas chamadas na central de atendimento, passou de 91,7% (4T12) para 92,4% (março de 2013) e se manteve acima do limite regulatório, de 87%. Tal desempenho, que reflete o contínuo investimento da companhia para a excelência no atendimento, contribui para a efetiva comunicação da AES Eletropaulo com seus clientes e possibilita maior efetividade no atendimento.

Desenvolvimento e Valorização de Comunidades

Um dos destaques do 1T13 é o Programa Transformação de Consumidores em Clientes, que tem como objetivo principal regularizar as ligações informais e, assim, fornecer energia elétrica segura e confiável para todos e contribuir para o bem-estar das pessoas das comunidades de baixa renda.

Além da inclusão social promovida pelo acesso à energia elétrica, o programa realiza, por meio dos gestores de campo, um intenso trabalho de educação para o uso seguro e adequado da energia elétrica, orientando moradores para evitar acidentes com a rede elétrica e fornecendo dicas de economia de energia. No 1T13, mais de 14 mil famílias foram beneficiadas pelo projeto, correspondendo a 19% da meta para 2013.

De forma complementar, no 1T13, mais de 413 mil pessoas foram beneficiadas pelo investimento social privado da AES Eletropaulo que tem por objetivo a promoção do acesso à educação, cultura e esporte; a capacitação profissional inclusiva; a eficiência energética e acesso à energia elétrica regularizada; e a influência social para promoção de temas sociais alinhados às diretrizes da Política de Sustentabilidade da AES Brasil.

Clarissa Sadock		
Diretora de Relações com Investidores		
clarissa.sadock@aes.com		
Tel: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	e-mail	Telefone
Lina Paolone Gallo	lina.gallo@aes.com	(11) 2195-2097
Analistas de RI	e-mail	Telefone
André Amorim	andre.amorim@aes.com	(11) 2195-2428
Rafael Presilli	rafael.presilli@aes.com	(11) 2195-2582
Tatiana Cardoso Anicet	tatiana.anicet@aes.com	(11) 2195-1289
www.aeseletropaulo.com.br/ri		ri.aeseletropaulo@aes.com

A AES ELETROPAULO CONVIDA PARA:

Teleconferência / Webcast

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Rinaldo Pecchio Junior- Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: Quinta-feira, 9 de maio de 2013

HORÁRIO: 17h30 (BR) / 4h30 p.m. (EST)

CONEXÃO:

- **Brasil:** (+55 11) 4688-6361
- **EUA:** (+1) 855-281-6021
- **Outros países:** (+1) 786-924-6977

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA O INGLÊS.

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Eletropaulo

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO: 2661385#

DISPONIBILIDADE: 09.05.2013 a 15.05.2013

Os slides da apresentação estarão disponíveis para visualização e download no website www.aeseletropaulo.com.br/ri. O áudio da teleconferência será transmitido ao vivo pela internet, no mesmo site, onde ficará disponível após o evento.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
RESIDENCIAL	4.105,8	4.262,1	3,8%
INDUSTRIAL	1.395,0	1.356,8	-2,7%
COMERCIAL	3.042,6	2.980,5	-2,0%
DEMAIS	706,8	709,2	0,3%
TOTAL DE CONSUMO FATURADO	9.250,0	9.308,7	0,6%
CONSUMO PRÓPRIO	11,4	10,4	-8,4%
Total	9.261,4	9.319,1	0,6%

Faturamento - R\$ Milhões

RESIDENCIAL	1.293,2	1.163,5	-10,0%
INDUSTRIAL	380,2	334,2	-12,1%
COMERCIAL	883,4	776,4	-12,1%
DEMAIS	168,5	151,8	-9,9%
Total	2.725,3	2.425,9	-11,0%

Consumo Clientes Livres - GWh	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
INDUSTRIAL	1.259,2	1.213,7	-3,6%
COMERCIAL	310,8	547,2	76,1%
DEMAIS	338,3	330,9	-2,2%
Total	1.908,3	2.091,9	9,6%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh *	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
RESIDENCIAL	4.105,8	4.262,1	3,8%
INDUSTRIAL	2.654,1	2.570,6	-3,1%
COMERCIAL	3.353,4	3.527,7	5,2%
DEMAIS	1.045,1	1.040,1	-0,5%
Total	11.158,3	11.400,6	2,2%

* não inclui consumo próprio

Consumo Cativos - GWh	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
RESIDENCIAL	4.105,8	4.262,1	3,8%
INDUSTRIAL	1.395,0	1.356,8	-2,7%
COMERCIAL	3.042,6	2.980,5	-2,0%
DEMAIS	706,8	709,2	0,3%
TOTAL DE CONSUMO FATURADO	9.250,0	9.308,7	0,6%
CLIENTES LIVRES	1.908,3	2.091,9	9,6%
Total	11.158,3	11.400,6	2,2%

TUSD	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Receita Líquida - R\$ Milhões	170,4	131,1	-23,1%
GWh	1.908,3	2.091,9	9,6%
Tarifa (R\$/GWh)	89,3	62,7	-29,8%

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
RESIDENCIAL	315,0	273,0	-13,3%
INDUSTRIAL	272,5	246,3	-9,6%
COMERCIAL	290,4	260,5	-10,3%
DEMAIS	238,4	214,1	-10,2%
TOTAL	294,6	260,6	-11,5%

Demonstração dos Resultados	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Receita Bruta	3.834,7	3.283,1	-14,4%
Deduções à Receita Operacional	(1.362,2)	(992,7)	-27,1%
Receita Líquida	2.472,5	2.290,4	-7,4%
Despesas Operacionais	(1.956,6)	(1.985,7)	1,5%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.210,9)	(1.428,0)	17,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(324,4)	(102,8)	-68,3%
CFURH	-	(10,6)	N.D.
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(190,0)	(210,6)	10,8%
Materiais	(14,1)	(9,9)	-29,7%
Serviços de Terceiros	(118,4)	(123,9)	4,7%
Outros	(98,8)	(99,9)	1,0%
Outras Receitas e Despesas	(217,7)	(176,5)	-18,9%
EBITDA	298,2	128,1	-57,0%
Desp. Passivo - FCESP	63,0	86,5	37,4%
Ativos e Passivos Regulatórios	(206,1)	(5,8)	-97,2%
EBITDA Ajustado (Novos Covenants)	155,1	208,9	34,7%
Depreciação e Amortização	(124,9)	(113,3)	-9,3%
Receitas Financeiras	70,4	41,0	-41,8%
Despesas Financeiras	(119,9)	(81,7)	-31,9%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	22,1	33,7	52,2%
Resultado Financeiro	(27,3)	(7,0)	-74,3%
Resultado antes da Tributação	146,0	7,8	-94,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(49,0)	(8,7)	-82,4%
Lucro (prejuízo) Líquido	97,0	(0,8)	N.D.

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Residencial	1.644,1	1.484,5	-9,7%
Comercial	1.076,1	945,9	-12,1%
Industrial	463,6	407,5	-12,1%
Rural	0,9	0,9	-4,1%
Poder Público	102,5	91,5	-10,7%
Iluminação Pública	44,1	38,7	-12,2%
Serviço Público	46,6	43,8	-6,1%
Total de Fornecimento	3.377,8	3.012,8	-10,8%
Outros			
Energia no Curto Prazo	11,9	33,4	181,2%
Não Faturado	55,7	(91,7)	N.D.
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	7,7	(8,4)	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	202,0	131,4	-34,9%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(32,4)	(30,5)	-6,1%
Outros	212,1	236,0	11,3%
Total Outros	456,9	270,3	-40,9%
Total Receita Bruta	3.834,7	3.283,1	-14,4%
Deduções do Resultado Bruto			
ICMS por classe			
Residencial	(350,9)	(320,7)	-8,6%
Comercial	(192,6)	(169,5)	-12,0%
Industrial	(83,4)	(73,4)	-12,1%
Rural	(0,0)	(0,0)	0,8%
Poder Público	(10,3)	(9,1)	-11,9%
Iluminação Pública	(7,9)	(6,9)	-11,9%
Serviço Público	(7,4)	(7,0)	-5,4%
Outros	(34,1)	(26,0)	-23,8%
Total ICMS por classe	(686,7)	(612,6)	-10,8%
Outras			
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	-92,2%
Encargos do Consumidor - RGR	(17,1)	8,2	N.D.
Encargos do Consumidor - PROINFA	(10,0)	(11,0)	9,9%
Encargos do Consumidor - Lei nº. 12.111	(6,6)	-	-100,0%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(22,0)	(20,8)	-5,2%
Encargos Consumidor - CCC	(163,0)	(28,8)	-82,4%
Encargos Consumidor - CDE	(123,5)	(33,2)	-73,1%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(333,4)	(294,4)	-11,7%
Total Outras	(675,6)	(380,1)	-43,7%
Receita Líquida	2.472,5	2.290,4	-7,4%

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
AES Tietê Contrato Bilateral	500,0	558,6	11,7%
ITAIPU	230,8	271,5	17,7%
Bilaterais	(0,1)	0,4	N.D.
Curto Prazo / Disponibilidade	0,5	33,2	6885,7%
Leilão - CCEAR	534,3	632,7	18,4%
Térmica	91,9	397,2	332,2%
Hídrica	442,4	235,5	-46,8%
PROINFA	53,4	60,1	12,5%
ICMS sobre Perdas Comerciais	0,2	1,5	541,1%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(108,2)	(130,1)	20,2%
Total	1.210,9	1.428,0	17,9%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Rede Básica e ONS	262,2	102,6	-60,9%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	45,9	(0,0)	N.D.
Transporte Itaipu / Outros	21,1	7,8	-63,1%
CUSD	2,5	2,9	14,4%
Conexão	20,0	6,1	-69,6%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(27,3)	(16,5)	-39,7%
Total	324,4	102,8	-68,3%

Pessoal - em R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Pessoal e Encargos	125,1	122,2	-2,4%
Entidade de Previdência	64,9	88,4	36,2%
Total	190,0	210,6	10,8%

Pessoal - em R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Pessoal e Encargos	106,5	110,3	3,6%
Provisionamento de PLR	18,6	11,9	-36,2%
Entidade de Previdência	64,9	88,4	36,2%
Contribuição como patrocinadora	63,0	86,5	37,4%
Desp. Passivo - FCESP	1,9	1,9	-2,5%
Total	190,0	210,6	10,8%

Resultado Financeiro - R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%) 1T13 x 1T12
Receitas financeiras:			
Renda de aplicações financeiras	44,5	11,8	-73,5%
Acréscimo moratório - consumidores	20,0	21,1	5,9%
Multas	2,1	1,1	-47,9%
Outras	3,8	6,9	81,7%
Subtotal	70,4	41,0	-41,8%
Despesas financeiras:			
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(88,4)	(58,5)	-33,8%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,1	0,1	-3,0%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	3,1	2,3	-25,3%
Juros e Multa sobre Pis/Pasep e Cofins	-	(0,8)	N.D.
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(28,7)	(17,5)	-39,2%
Outras	(5,9)	(7,3)	23,7%
Subtotal	(119,9)	(81,7)	-31,9%
Variação monetária e cambial líquida:			
Moeda Nacional	18,3	31,2	70,2%
Moeda Estrangeira	3,8	2,5	-34,0%
Subtotal	22,1	33,7	52,2%
Total Despesa Financeira	(97,7)	(48,0)	-50,9%
Total Resultado Financeiro	(27,3)	(7,0)	-74,3%

BALANÇO		
ATIVO (R\$ milhões)	31/03/2012	31/03/2013
CIRCULANTE	3.826,1	3.023,7
Disponibilidades	1.945,9	930,2
Contas a Receber	1.816,5	1.581,4
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(372,9)	(297,6)
Tributos e Contribuições Sociais	207,7	251,1
Estoques	58,6	67,3
Outros Créditos	170,4	491,4
NÃO-CIRCULANTE	7.693,0	8.322,7
Tributos e Contribuições Sociais	106,7	867,5
Contas a Receber	89,4	71,1
Provisão para Devedores Duvidosos	(51,2)	(60,2)
Ativo Financeiro de concessão	1.065,6	1.223,5
Outros Créditos	613,9	500,0
Investimentos	9,5	9,5
Imobilizado	7,9	4,8
Intangível	5.851,1	5.706,4
TOTAL DO ATIVO	11.519,2	11.346,4
PASSIVO (R\$ milhões)	31/03/2012	31/03/2013
CIRCULANTE	2.713,2	2.509,3
Fornecedores	1.066,6	1.446,5
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	279,9	41,0
Moeda Estrangeira	0,0	0,0
Fundação CESP	0,1	0,5
Impostos, Taxas e Contribuições	503,1	297,3
Folha de Pagamento	11,7	5,1
Provisões	164,7	192,0
Dividendos e JSCP Declarados	211,0	64,9
Outros	476,0	462,0
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	4.681,8	7.128,9
Impostos, Taxas e Contribuições	115,5	0,0
Empréstimos, Financiamentos e Debentures	-	-
Moeda Nacional	2.759,1	2.688,3
Moeda Estrangeira	0,0	-
Fundação CESP	1.211,1	3.988,1
Provisões	349,1	312,9
Outros	247,0	139,5
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	4.124,2	1.708,3
Capital Social Realizado	1.057,6	1.157,6
Reservas de Capital	16,7	17,4
Reservas de Reavaliação	1.517,6	1.355,8
Reserva legal	211,5	221,4
Reserva Especial	765,0	803,2
Lucros Acumulados	445,6	21,5
Dividendos Declarados	-	-
Plano de Pensão - Ganhos/Perdas Atuariais	-	(1.867,9)
Lucro do Exercício	110,2	(0,8)
TOTAL DO PASSIVO	11.519,2	11.346,4

Dívida (R\$ milhões)	
Empréstimos, Fin. e Debêntures	2.806,5
Fundo de Pensão	3.988,6
Dívida Bruta	6.795,0
Disponibilidades*	919,4
Dívida Líquida	5.875,7
Leasing	8,7
Dívida Líquida sem Leasing	5.867,0

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

Debt			
R\$ Milhões	Short Term	Long Term	Total
Lei 7976/89	0,0	0,0	0,0
Resolução 96/93 (Bib's)	0,0	0,0	0,0
Subtotal	0,0	0,0	0,0

	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,9	1,1	2,0
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	2,0	235,2	237,3
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	6,8	196,2	203,0
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	32,1	368,8	400,9
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	16,3	586,7	602,9
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	27,9	728,5	756,4
CCB - Bradesco	45,8	522,4	568,2
BNDES - Finame	1,3	3,3	4,6
FINEP	0,1	29,2	29,3
Outros	0,8	0,0	0,8
Leasing	3,4	2,3	5,6
Subvenções Governamentais	-1,1	-3,5	-4,6
Subtotal	136,2	2.670,2	2.806,5
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	602,7	602,7
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	0,0	1.821,2	1.821,2
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	1.564,7	1.564,7
Total Fundação CESP	0,0	3.988,6	3.988,6
Total com Fundação CESP	136,2	6.658,8	6.795,2

Ativos e Passivos Regulatórios		
Demonstração dos Resultados	1T12	1T13
Receita Líquida	348,0	42,4
Despesas Operacionais	(141,9)	(36,7)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(92,0)	(88,9)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(49,9)	62,8
CFURH	-	(10,6)
EBITDA	206,1	5,8
Receitas Financeiras	0,9	(10,0)
Despesas Financeiras	10,7	33,3
Resultado Financeiro	11,6	23,2
Resultado antes dos Tributos	217,7	29,0
Lucro (prejuízo) Líquido	217,7	29,0

Ativos e Passivos Regulatórios			
ATIVO (R\$ mil)	04.06.2011 à 04.06.2012	04.06.2012 à 04.06.2013	Total
CIRCULANTE	(100.922)	(515.183)	(608.133)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(8.157)	-	(8.157)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(23.724)	(23.724)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(9.061)	(3.072)	(12.133)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	(48.407)	(48.407)
Transporte de energia - Itaipu	(17)	-	(17)
Transporte de energia pela rede básica	(1.120)	-	(1.120)
CFURH	-	(7.972)	-
Compra de energia elétrica	(57.312)	(413.138)	(470.450)
Proinfa	(7.349)	(6.237)	(13.586)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	(16.653)	-	(16.653)
Outros componentes financeiros	(1.253)	(12.633)	(13.886)
NÃO-CIRCULANTE	-	(171.728)	(164.860)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(7.908)	(7.908)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(1.024)	(1.024)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	(16.136)	(16.136)
CFURH	-	(2.657)	-
Proinfa	-	(2.079)	(2.079)
Compra de energia elétrica	-	(137.713)	(137.713)
Outros componentes financeiros	-	(4.211)	(4.211)
TOTAL DO ATIVO	(100.922)	(686.911)	(787.833)
PASSIVO (R\$ mil)	04.06.2011 à 04.06.2012	04.06.2012 à 04.06.2013	Total
CIRCULANTE	394.826	185.965	580.791
Conta de Consumo de Combustível - CCC	2.131	-	2.131
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	9.676	9.676
Energia Itaipu - custo/variação cambial	60.489	97.088	157.577
Encargos do serviço do sistema - ESS	3.120	-	3.120
Transporte de energia pela rede básica	-	31.206	31.206
Transporte de energia - Itaipu	-	2.727	2.727
Efeito Neutralidade	10.697	1.266	11.963
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	40.565	40.565
Reserva Global de Reversão RGR	-	3.437	3.437
Outros componentes financeiros	4.750	-	4.750
Postergação Revisão Tarifária 2011 - Fator Xe	36.186	-	36.186
Postergação Revisão Tarifária 2011	277.453	-	277.453
NÃO-CIRCULANTE	877.591	79.237	956.828
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	3.226	3.226
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	32.363	32.363
Transporte de energia pela rede básica	-	10.402	10.402
Transporte de energia - Itaipu	-	909	909
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	28.571	28.571
Efeito Neutralidade	-	422	422
Reserva Global de Reversão RGR	-	1.146	1.146
Outros componentes financeiros	-	2.198	2.198
Postergação Revisão Tarifária 2011 - Fator Xe	45.233	-	45.233
Postergação Revisão Tarifária 2011	832.358	-	832.358
TOTAL DO PASSIVO	1.272.417	265.202	1.537.619
TOTAL GERAL - Líquido	1.171.495	(421.709)	749.786

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 consumidores, 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 consumidores 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 consumidores atendidos pelo Sistema Interligado. Os consumidores dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

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

Clientes Livres - São consumidores 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 consumidores dispostos em regiões cujo acesso se faz por meio da passagem por áreas de concessão alheias à da AES Eletropaulo, dependendo da disposição geográfica da rede.

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

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

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

DIC - Duração Total de Interrupção Individual. Indica quantas vezes a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - 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 ocorrência 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 consumidores 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.

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.