

PMSO GERENCIÁVEL DA AES ELETROPAULO REGISTRA REDUÇÃO DE 4,2% NO 2T13






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

No 2T13, o mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo apresentou crescimento de 0,4% em relação ao 2T12, totalizando um volume de 11.602 GWh. Contribuíram para esse desempenho o aumento de 1,5% no consumo da classe comercial total e de 0,7% da classe residencial total, apesar do menor número de dias de faturamento e do baixo crescimento econômico do país, refletido no desempenho negativo da classe industrial (-0,8%).

O destaque operacional do período foi o indicador de perdas totais, que atingiu a meta de um dígito e encerrou o trimestre em 9,9%, reflexo das iniciativas de combate a perdas. Os índices DEC e FEC dos últimos 12 meses encerrados em junho de 2013 também apresentaram reduções significativas de 11,8% e 6,5%, respectivamente.

Com relação ao desempenho financeiro, o destaque foi a redução de 4,2% nas despesas gerenciáveis em relação ao 2T12. No semestre, a redução foi de 3,8%, enquanto o IGP-M nos últimos 12 meses foi de 6,3%. Esse resultado é reflexo do programa de redução de custos, cujo objetivo é reduzir o PMSO gerenciável em R\$ 100 milhões na comparação com o PMSO gerenciável de 2012, corrigido pelo IGP-M, reafirmando o compromisso da Administração com a gestão de custos. Ajustado pela inflação, a Companhia atingiu redução de R\$ 29,9 milhões no 2T13 e R\$ 58,8 milhões no 1S13.

De forma a atender ao crescimento do mercado, regularizar ligações ilegais e dar continuidade à execução dos projetos de manutenção preventiva e corretiva e a modernização da subtransmissão e redes subterrâneas, a Companhia investiu R\$ 194,9 milhões no 2T13, montante 14,7% superior ao 2T12, e aplicado, principalmente, na expansão e confiabilidade do sistema, bem como em serviços ao cliente.

	Redução de 11,8% no DEC e de 6,5% do FEC		Redução de 21,2% na Receita Bruta do trimestre		Redução de 4,2% com PMSO gerenciável, resultado do programa de redução de custos		Índice de perdas de um dígito, um marco para a Companhia		Investimentos de R\$ 194,9 milhões no trimestre
---	--	---	--	---	--	---	--	---	---

R\$ milhões	2T12	2T13	Var (%)
Receita Líquida	2.451,5	2.148,0	-12,4%
Despesas Operacionais ¹	(2.045,1)	(1.429,2)	-30,1%
EBITDA	223,4	509,7	128,1%
Margem EBITDA	9,1%	23,7%	-14,6 p.p.
EBITDA ajustado ²	13,4	278,0	1980,6%
Margem EBITDA Ajustado	0,5%	12,9%	-12,4 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	43,4	245,3	465,1%
Margem Líquida	1,8%	11,4%	-10,5 p.p.
Patrimônio Líquido (PL)	2.819,6	2.550,5	-9,5%
Investimentos (Capex)	170,0	194,9	14,7%

INDICADORES	2T12	2T13	Var (%)
Dívida Líquida ³ (R\$ milhões)	3.136,8	2.937,1	-6,4%
Dívida Líquida ³ / PL (vezes)	1,1 x	1,2 x	
Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (vezes)	1,7 x	3,1 x	
EBITDA Ajustado ⁴ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	6,0 x	4,0 x	
DADOS OPERACIONAIS	2T12	2T13	Var (%)
Mercado Cativo (GWh)	9.549,4	9.358,6	-2,0%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	296,2	226,9	-23,4%
Funcionários	5.850	6.258	7,0%
Consumidor/ Funcionários	1.097	1.052	-4,1%

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, 7 de agosto de 2013 - A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2013 (2T13) e ao 1º semestre de 2013 (1S13). 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	Moody's ³
Nacional		AA	AA-	Aa1
Internacional		BB+	BB	Baa3

Últimas atualizações:

1 - Fitch rebaixou o rating internacional e reafirmou o rating nacional da Cia. em 06/2013

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

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

ELPL4: R\$ 5,80 (06/08/2013)

VALOR DE MERCADO: R\$ 971 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 423 milhões

DESTAQUES 2T13

Operacional

- ↑ Marca de um dígito de perdas atingido pela primeira vez (9,9% vs. 10,5% no 2T12)
- ↑ DEC 11,8% menor e FEC reduzido em 6,5%, para 8,05 horas e 4,60 vezes
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 194,9 milhões vs. R\$ 170 milhões no 2T12
- ↔ Consumo total cresceu 0,4% em comparação ao 2T12, totalizando 11.602 GWh

Financeiro

- ↑ Receita bruta totalizou R\$ 3.025,6 milhões, 21,2% menor em relação ao 2T12 em função, sobretudo, do impacto da redução da tarifa imposta pela Lei n.º 12.783/2013
- ↑ Programa de redução de custos: PMSO gerenciável caiu R\$ 29,9 milhões (9,9%) em relação ao 2T12, corrigido por IGP-M (redução nominal de R\$ 12 milhões ou 4,2%)
- ↑ Ebitda de R\$ 509,7 milhões e lucro líquido de R\$ 245,3 milhões, aumento de 128,1% e 465,1%, respectivamente, vs. 2T12. Impacto positivo do repasse da CDE e menor PMSO
- ↑ Ebitda ajustado de R\$ 278,0 milhões, ante R\$ 13,4 milhões no 2T12, principalmente em função da reversão da PCLD no montante de R\$ 59,3 milhões referentes aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) de clientes adimplentes
- ↑ Fundação Cesp: a Companhia fez uma nova avaliação atuarial para o semestre findo em 30 de junho de 2013, em função da mudança das condições de mercado, principalmente, o aumento das taxas de juros. Como a taxa de retorno passou de 3,75% no 1S13 para 5,30% no 2S13, a despesa com entidade de previdência privada para o 2S13, de acordo com esse novo cálculo atuarial, será de R\$ 159,0 milhões versus R\$ 175,5 milhões prevista no final de 2012. Por conta dessa avaliação intermediária, o valor do passivo registrado com a Fundação Cesp também caiu, passando de R\$ 3,9 bilhões para R\$ 3,1 bilhões

Regulatório

- ↑ Reajuste tarifário de +1,10% (+9,73% de reajuste econômico, -8,62% de componente financeiro) com efeito médio ao consumidor de 0%
- ↑ Recebimento da CDE de R\$ 506 milhões, referente à diferença entre os custos de compra de energia e do ESS no período de junho/12 e maio/13

DESEMPENHO OPERACIONAL

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
RESIDENCIAL	4.338,6	4.367,4	8.444,3	8.629,6	0,7%	2,2%
INDUSTRIAL	1.475,7	1.415,6	2.870,6	2.772,4	-4,1%	-3,4%
COMERCIAL	2.977,2	2.829,5	6.019,8	5.810,0	-5,0%	-3,5%
DEMAIS	746,8	736,2	1.453,5	1.445,4	-1,4%	-0,6%
Mercado Cativo	9.538,2	9.348,7	18.788,3	18.657,3	-2,0%	-0,7%
CLIENTES LIVRES	2.013,7	2.253,7	3.920,0	4.345,6	11,9%	10,9%
Mercado Total	11.551,9	11.602,4	22.708,3	23.003,0	0,4%	1,3%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh ¹	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
RESIDENCIAL	4.338,6	4.367,4	8.444,3	8.629,6	0,7%	2,2%
INDUSTRIAL	2.790,4	2.769,3	5.444,5	5.339,9	-0,8%	-1,9%
COMERCIAL	3.343,1	3.393,0	6.696,5	6.920,7	1,5%	3,3%
DEMAIS	1.079,8	1.072,6	2.122,9	2.112,8	-0,7%	-0,5%
Total	11.551,9	11.602,4	22.708,3	23.003,0	0,4%	1,3%

1- não inclui consumo próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 2T13 com um volume de 11.602 GWh, apresentando um crescimento de 0,4% em relação ao 2T12. Esse desempenho deve-se, principalmente, ao baixo crescimento econômico combinado com o impacto de 1,5 dia a menos de faturamento no trimestre (-186 GWh). O resultado foi influenciado pelo desempenho positivo da classe comercial total (mercados cativo e livre) e da classe residencial, que cresceram 1,5% e 0,7% no trimestre, respectivamente. Já a classe industrial total (mercados cativo e livre) continuou com desempenho negativo no 2T13, com queda de 0,8%, reflexo da reduzida atividade industrial na área de concessão da Companhia. Se fosse desconsiderado o impacto negativo dos dias de faturamento no 2T13, o mercado total cresceria 2,1%.

Já o mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 81%, apresentou decréscimo de 2,0% em relação ao 2T12, totalizando 9.349 GWh no 2T13. Além do impacto de 1,5 dia a menos de faturamento, o mercado cativo foi impactado pela migração de 27 clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre), sendo 20 clientes comerciais e 7 industriais, totalizando 251 GWh a menos no mercado cativo. Desconsiderando o impacto dessa migração e dos dias de faturamento, o mercado cativo cresceria 2,7% nesse trimestre.

O mercado total na área de concessão da Companhia cresceu 1,3% na comparação entre o 1S13 e o 1S12. Esse desempenho foi impulsionado pelo acréscimo de 2,2% na classe residencial e pelo desempenho positivo de 3,3% da classe comercial (mercados cativo e livre). O semestre teve 0,8 dia a menos de faturamento (-152 GWh) e, se esse efeito fosse excluído, o mercado total cresceria 2,0%.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

No 2T13, o consumo da classe residencial foi de 4.367 GWh, um crescimento de 0,7% em relação ao 2T12. O consumo neste trimestre foi influenciado pelos seguintes fatores: (i) aumento de 1,9% da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), conforme Pesquisa Mensal de Emprego do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE); (ii) incremento de 166 mil clientes nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2013; e (iii) 2,2 dias a menos de faturamento nos clientes (-106 GWh). Se fosse desconsiderado o impacto dos dias de faturamento, a classe residencial cresceria 3,2% no 2T13.

No 1S13, a classe residencial cresceu 2,2% devido ao incremento de clientes e ao crescimento de 2,3% da renda real da RMSP no acumulado até junho/13. O desempenho não foi melhor devido ao

decréscimo de 2,4 dias de faturamento (-113 GWh) que, desconsiderado da classe, geraria um crescimento de 3,6% no semestre.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 2.829 GWh no 2T13, com redução de 5,0% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é resultado do impacto negativo da migração de clientes para o ACL (181 GWh) no trimestre e de 1,4 dia a menos de faturamento (-44 GWh). Se fossem excluídos os impactos da migração ao ACL e os dias de faturamento, a classe comercial cresceria 2,8% no 2T13 em relação ao 2T12.

No 1S13, a classe comercial apresentou queda de 3,5%, influenciada: (i) pelo impacto negativo de 0,6 dia a menos de faturamento (-19 GWh) e (ii) pela migração de clientes ao ACL (-387 GWh). Desconsiderando o impacto de dias de faturamento e da migração de clientes, a classe cresceria 3,5% neste semestre, refletindo o crescimento de 3,0% do volume de vendas no comércio no Estado de São Paulo no acumulado até maio/13, conforme a Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

Industrial

No 2T13, o consumo da classe industrial cativa apresentou queda de 4,1% em relação ao mesmo período de 2012, totalizando 1.416 GWh, devido aos impactos negativos de 1,4 dia a menos de faturamento (-22 GWh) e da migração de clientes ao mercado livre (-70 GWh). Excluídos esses dois efeitos, a classe industrial cresceria 2,3% no 2T13, refletindo uma melhora na atividade industrial que, no acumulado de abril a maio no Estado de São Paulo¹, cresceu 5,9%.

Já no 1S13, a classe industrial cativa apresentou redução de 3,4% no consumo, devido, principalmente, à migração de clientes ao ACL (-135 GWh) e 0,6 dia a menos de faturamento (-10 GWh). Desconsiderando o impacto dos dias de faturamento e da migração ao mercado livre, a classe industrial cresceria 1,7% no semestre, refletindo o crescimento de 2,8% na produção industrial do Estado de São Paulo no acumulado até mai/13, segundo pesquisa do IBGE.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 736 GWh no 2T13, um decréscimo de 1,4% em relação ao 2T12. Essa queda deve-se à redução de consumo pela classe de iluminação pública que caiu 5,8% no trimestre, em decorrência, principalmente, do uso de lâmpadas mais eficientes. Em relação aos dias de faturamento, a classe foi impactada negativamente por 1,7 dia a menos de faturamento no 2T13 em relação ao 2T12 (-14 GWh) que, se desconsiderado do mercado, geraria um crescimento de 0,4% na classe.

No 1S13, o consumo das demais classes apresentou uma queda de 0,6% devido ao efeito de 1,1 dia a menos de faturamento (-10 GWh) no período e à queda de 5,4% da classe de iluminação pública. Essa variação é resultado, principalmente, do uso de lâmpadas mais eficientes. Se fosse excluído o impacto dos dias de faturamento, as demais classes cresceriam 0,1% no 1S13.

Clientes Livres

No 2T13, 27 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhum cliente retornou para o ACR (Ambiente de Contratação Regulado). Ao final do trimestre, haviam 527 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.254 GWh no 2T13, um crescimento de 11,9% quando comparado ao mesmo período de 2012. Esse desempenho positivo é reflexo da migração de clientes para esse mercado, principalmente da classe comercial, cujo efeito no consumo foi positivo (+251 GWh). Excluindo os efeitos da migração ao ACL, o consumo dos clientes livres cairia 0,5% no 2T13, em função do desempenho negativo da classe industrial.

¹ Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Nos últimos 12 meses, 170 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma unidade retornou para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 882 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR.

No 1S13, o mercado faturado dos clientes livres aumentou 10,9% devido à migração de clientes para o ACL, o que representa um volume de 522 GWh a mais no mercado livre. Desconsiderando o efeito da migração de clientes para o ACL, o mercado de clientes livres se reduziria em 2,2%, em função do desempenho negativo da classe industrial.

Cientes Livres	Período ³	número de unidades	GWh Faturado	Período ³	número de unidades	GWh Faturado no ano
Total de unidades	1T13	501	2.092	2T12	358	8.055
Saída para Rede Básica	2T13	0	0	últimos 12 meses	0	-233
Unidades Cortadas	2T13	-1	-0,6	últimos 12 meses	-1	-17
Unidades Novas	2T13	0	0	últimos 12 meses	0	2,2
Migração para ACL ¹	2T13	27	251	últimos 12 meses	170	882
Retorno para o ACR ²	2T13	0	0	últimos 12 meses	0	-1,1
Total de unidades	2T13	527	2.254	2T13	527	8.412

1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período

BALANÇO ENERGÉTICO² - 2T13

SUPRIMENTO (GWh)		FATURAMENTO (GWh)	
BILAT. TIETÊ	2.832	4.394	RESIDENCIAL
ITAIPU	2.483	2.847	COMERCIAL
BILAT. OUTROS	9	1.420	INDUSTRIAL
PROINFA	227	745	P. PÚBLICO E OUTROS
LEILÃO (hídrica)	3.349	10	CONS. PRÓPRIO
LEILÃO (térmica)	1.635	266	PERDA TRANSMISSÃO
CCEE	319	1.172	PERDA DISTRIBUIÇÃO
Energia Requerida		10.854	

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 (Agência Nacional de Energia Elétrica) 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.

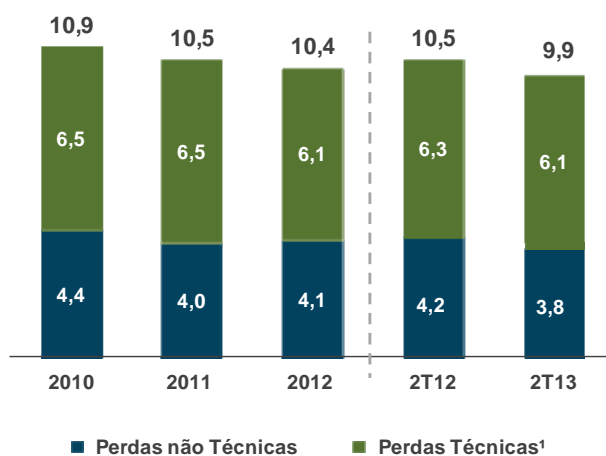
Ao manter-se no patamar de 100% a 105%, a Companhia evita exposições e penalidades, uma vez que está enquadrada dentro dos limites estabelecidos pelo regulador. Apesar de estar abaixo de

² O balanço energético reflete os números do 2T13 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em abril 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.

100%, o atual nível de contratação 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 96,4%.

No 2T13, a AES Eletropaulo acumulou um déficit de 318,9 GWh de energia comprada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a um preço médio de R\$ 237,90/MWh e que gerou uma despesa de R\$ 75,8 milhões. A Companhia apresenta exposição involuntária em função da não alocação de cotas decorrente da não prorrogação das concessões de algumas geradoras. Dessa forma, o custo de energia relativo à exposição involuntária está sendo coberto pelo aporte de recursos da CDE.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



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

¹Em janeiro de 2012, a AES Eletropaulo aprimorou a metodologia de apuração das perdas técnicas, que no 2T13 foram de 6,1%.

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 (51.010 GWh).

Com base nessa metodologia, as perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,9%, um marco para a Companhia, que atingiu pela primeira vez um dígito no percentual de perdas totais, sendo divididas entre perdas técnicas (6,1%) e não técnicas (3,8%). Em comparação ao 2T12, as perdas totais apresentaram redução de 0,6 ponto percentual. Tal alteração decorre das ações da Companhia visando à redução da parcela não técnica. Nesse cenário, a AES Eletropaulo passou a intensificar 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 2T13 foi de 19,1%, e, portanto, melhor na comparação com a do 2T12, de 12,8%. Foram realizadas 102,9 mil inspeções e identificadas 19,7 mil irregularidades, contra 74,5 mil inspeções e 9,5 mil irregularidades no 2T12. No acumulado do ano, foram 31,2 mil irregularidades identificadas, contra 18,1 no 1S12. Essa 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:** 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 2T13, 13,9 mil

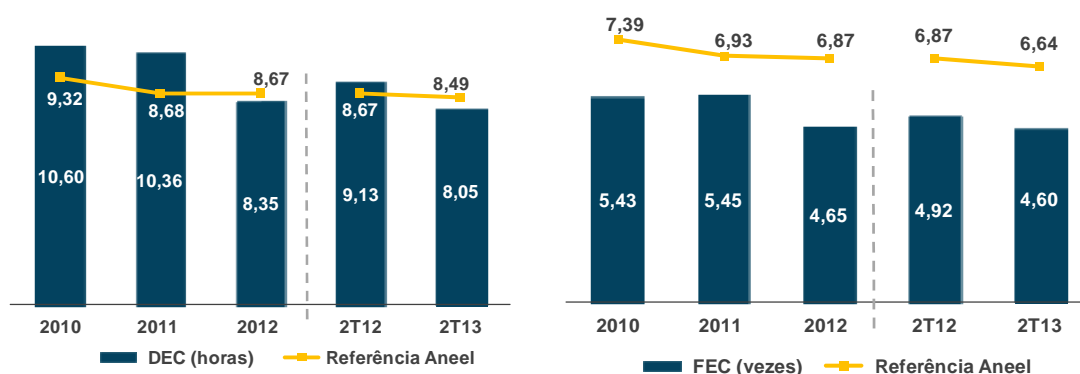
instalações foram recuperadas, ante 17,4 mil instalações no 2T12. Esta redução foi impactada pela troca de empresas terceirizadas responsáveis pelo serviço;

- (iii) **substituição de medidores obsoletos por equipamentos mais modernos:** visa a permitir maior precisão de calibração e leitura e contribui para a redução das perdas de faturamento por baixa eficiência de leitura. No 2T13, foram substituídos 40,9 mil medidores obsoletos contra 27,5 mil no 2T12. Para 2013, a meta é substituir 125 mil medidores, 14,5% acima do que foi realizado em 2012. Nos seis primeiros meses do ano 70,9% da meta foi alcançada;
- (iv) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 2T13, foram regularizadas 19,8 mil ligações informais, contra 14,1 mil no 2T12. Para 2013, a meta é regularizar 75 mil ligações, 35% acima do registrado em 2012, dos quais 45,1% já foram atingidos no 1º semestre.

No 2T13, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 30,1 milhões e acrescentaram ao mercado faturado 132,8 GWh de energia (136,5 GWh no 2T12). Esse montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 13,1 milhões (56,2 GWh) decorrem das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 9,3 milhões (39,9 GWh) resultam da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 4,9 milhões (20,9 GWh) decorrem da substituição de medidores obsoletos e de outras iniciativas de combate às perdas;
- (iv) R\$ 3,7 milhões (15,8 GWh) referem-se à recuperação e à retenção de clientes cortados.

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 30 de junho de 2013, o índice DEC dos últimos 12 meses registrado pela Companhia foi de 8,05 horas, o que representa uma redução de 11,8% em relação ao mesmo período de 2012. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 4,60 vezes, uma redução de 6,5% 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 59,6 mil podas de árvores no 2T13, contra 53,8 mil podas de árvores no mesmo período do ano passado. A previsão de podas para 2013 é de 180 mil árvores.

No 2T13, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC e DMIC totalizaram R\$ 5,6 milhões, valor 27,9% inferior aos R\$ 7,8 milhões do 2T12. A queda do valor pago pelas transgressões é resultado da intensificação das ações voltadas à melhoria da qualidade dos serviços prestados pela Companhia. A redução dos custos com penalidades por transgressões dos indicadores é resultado do sólido plano de investimento da AES Eletropaulo

efetuado nos últimos anos para atender à adição de novos clientes, principalmente em expansão e melhoria do sistema e manutenção preventiva e corretiva.

As transgressões dos limites de DEC e FEC são pagas pela Companhia 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) quanto a sua localização geográfica. Esses indicadores são estabelecidos com base na meta de DEC e FEC definidas pelo regulador (Aneel) para cada distribuidora.

REGULATÓRIO

Reajuste Tarifário

De acordo com Fato Relevante divulgado em 2 de julho de 2013, a Aneel autorizou o reajuste tarifário da Companhia, aplicado a partir de 4 de julho de 2013, em +1,10%, composto por um reajuste econômico de +9,73% e componente financeiro de -8,62%. Tal índice, descontado o componente financeiro considerado no último processo tarifário, resulta em um efeito médio de 0,00% percebido pelos consumidores.

O índice de reajuste tarifário aprovado inclui a amortização de 67,55% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP), de 4 de julho de 2011 para 4 de julho de 2012, no montante de R\$ 1.130 milhões.

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2013		
Parcela A	Encargos Setoriais	-0,02%
	Energia Comprada	7,53%
	Encargos de Transmissão	0,64%
	Parcela A	8,16%
Parcela B		1,57%
Reajuste Econômico		9,73%
CVA Total		-0,13%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,23%
Ajuste Financeiro da Revisão Tarifária de 2011		-8,72%
Reajuste Total		1,10%

Parcela A

Para o ano regulatório iniciado a partir de 4 de julho de 2013, a Parcela A foi reajustada em 11,00%, representando 8,16% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais - R\$ 759 milhões. Praticamente estável em relação ao ano anterior, com redução de 0,22%, representando -0,02% no reajuste econômico;
- Energia Comprada - R\$ 5.824 milhões. O aumento de 12,58% decorre principalmente do aumento do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que afeta o custo dos contratos de compra de energia por disponibilidade (térmicas), bem como pela maior participação deste tipo de contrato no portfólio da Companhia. O custo com Itaipu também contribuiu para este aumento, tanto pela elevação da tarifa em dólar de Itaipu em 4,82%, como pela cotação do dólar considerado no reajuste. O aumento da compra de energia representou 7,53% no reajuste econômico;
- Encargos de Transmissão - R\$ 529 milhões. O aumento de 11,76% decorre das novas tarifas de transmissão publicadas pela Aneel, representando 0,64% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o ano regulatório iniciado a partir de 4 de julho de 2013, a Parcela B foi reajustada em 6,07%, representando uma participação de 1,57% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

1. IGP-M de 6,31%, no período de 12 meses findos em 30 de junho de 2013;
2. Fator X de 0,24%, composto por:
 - X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,03%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - X-Q (qualidade do serviço) de -0,79%, decorrente da evolução da qualidade do serviço prestado pela Companhia em 2012;
 - X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados ao reajuste tarifário de 2013 totalizam um montante negativo de R\$ 755 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 763 milhões negativos, referentes à amortização de 67,55% do passivo regulatório decorrente da postergação da data de aplicação da 3RTP, de 4 de julho de 2011 para 4 de julho de 2012.

O reajuste tarifário médio de 0,00%, percebido pelos consumidores a partir de 4 de julho de 2013, apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-0,87%
Baixa Tensão	0,43%
Consumidores Livres	-13,46%

Recursos Administrativos

O pedido de reconsideração protocolado pela Companhia junto à Aneel, em 17 de julho de 2012, sobre o resultado da 3RTP será apreciado oportunamente pelo órgão regulador.

Decreto n.º 7.945/2013

Em 18 de julho de 2013, a Companhia recebeu, por meio do repasse de recursos advindos da CDE, R\$ 505,9 milhões referentes à diferença entre os custos de compra de energia e do Encargo do Serviço do Sistema (ESS), homologados no último reajuste tarifário e os efetivamente incorridos no período de junho de 2012 a maio de 2013, e que não fazem parte, portanto, do cálculo do correspondente Índice de Reajuste Tarifário.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.025,6 milhões no 2T13, uma redução de 21,2% em relação ao mesmo período de 2012. Esta variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) redução de 23,5% (R\$ 825,6 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. de 1,5 dia a menos de faturamento;
 - c. da redução de 2,0% do mercado cativo;
 - d. 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°. 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.
- (ii) aumento de 4,2% (R\$ 13,5 milhões) na rubrica de outras receitas, resultado principalmente dos seguintes fatores:
 - a. incremento de R\$ 63,9 milhões nas receitas não faturadas, devido ao efeito combinado: (i) das variações nas escalas de faturamento entre os períodos; (ii) da aplicação das novas tarifas combinadas entre revisão e reajuste tarifário, em julho de 2012; e (iii) da redução tarifária devido à Lei n°. 12.783/2013;
 - b. aumento de R\$ 89,8 milhões nas outras receitas, em função principalmente:
 - i. da provisão de recebimento de subsídios de baixa renda e tarifa social (R\$ 36,2 milhões);
 - ii. do crescimento da receita de construção (R\$ 24,9 milhões);
 - iii. do reconhecimento como receita dos ressarcimentos concedidos pelas usinas fornecedoras por descumprimento dos contratos por disponibilidade (R\$ 22,1 milhões). Até novembro de 2012, tal ressarcimento era reconhecido no custo de compra de energia, porém, em função da mudança de critério de contabilização, passa a ser reconhecido como receita.
 - c. redução de R\$ 49,8 milhões na receita de venda de energia no curto prazo, em função da subcontratação de energia da Companhia, reflexo da não alocação de cotas em decorrência da não prorrogação das concessões de algumas geradoras;
 - d. diminuição de R\$ 101,0 milhões na receita de TUSD, em função (i) da aplicação das novas tarifas combinadas entre revisão e reajuste tarifário, em julho de 2012; (ii) da redução tarifária devido à Lei n°. 12.783/2013; compensados pelo (iii) crescimento de 11,9% no consumo dos clientes livres.

No 1S13, a receita operacional bruta da Companhia totalizou R\$ 6.308,7 milhões, uma redução de 17,8% em relação ao 1S12. Esta redução é explicada pelos seguintes fatores:

- (iii) redução de 17,3% (R\$ 1.190,6 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°. 12.783/2013;
 - c. de 0,8 dia a menos de faturamento;
 - d. da queda de 0,7% do consumo do mercado cativo.

- (iv) diminuição de 22,2% (R\$ 173,2 milhões) na rubrica de outras receitas, resultado principalmente dos seguintes fatores:
 - a. redução de R\$ 171,6 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°. 12.783/2013; compensados pelo (iii) crescimento de 10,9% no consumo por clientes livres.
 - b. redução de R\$ 83,5 milhões nas receitas não faturadas, devido ao efeito combinado (i) das 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°. 12.783/2013;
 - c. aumento de R\$ 113,7 milhões nas outras receitas não faturadas, devido:
 - i. ao reconhecimento como receita dos ressarcimentos concedidos pelas usinas fornecedoras pelo eventual descumprimento dos contratos (R\$ 60,6 milhões);
 - ii. à provisão de recebimento de subsídios de baixa renda e tarifa social (R\$ 60,2 milhões).

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 29,0% da receita operacional bruta no 2T13, totalizando R\$ 877,6 milhões, uma redução de 36,7% em relação ao mesmo período de 2012.

Esse desempenho é explicado:

- (i) pelo decréscimo de R\$ 270,3 milhões nos encargos da Conta de Consumo de Combustível (CCC), da Reserva Global de Reversão (RGR) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), resultado da redução dos encargos setoriais determinada no programa de redução dos custos de energia elétrica (Lei n°. 12.783/2013);
- (ii) pela redução de R\$ 178,1 milhões nos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS e ISS), decorrente da queda do faturamento no período, em função da aplicação da Lei n°. 12.783/2013.

No 1S13, as deduções totalizaram R\$ 1.870,3 milhões, uma redução de 32,0% em relação ao mesmo período de 2012. Essa variação se deve ao decréscimo de R\$ 520,4 milhões nos encargos da CCC, RGR e CDE, e da redução de R\$ 252,1 milhões nos encargos tributários incidentes sobre a receita de fornecimento (ICMS, PIS, COFINS e ISS), conforme explicado acima.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.148,0 milhões no 2T13, uma redução de 9,9% em relação ao 2T12. A variação é explicada, principalmente, pelo efeito combinado (i) da aplicação das novas tarifas combinadas entre revisão e reajuste tarifário de -2,26%, em julho de 2012; (ii) do programa de redução dos custos de energia elétrica (Lei n°.12.783/2013), que impactou a receita da Companhia tendo como contrapartida a redução do custo com compra de energia e encargos setoriais e; (iii) crescimento de 0,4% do mercado total.

Já no 1S13, a receita operacional líquida da Companhia apresentou uma redução de 9,9% em relação ao 1S12, totalizando R\$ 4.438,4 milhões, resultado (i) da aplicação das novas tarifas combinadas entre revisão e reajuste tarifário de -2,26%, em julho de 2012; (ii) do programa de redução dos custos de energia elétrica (Lei n°.12.783/2013), que impactou a receita da Companhia tendo como contrapartida a redução do custo com compra de energia e encargos setoriais e; (iii) crescimento de 1,3% do mercado total.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

As despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 1.429,2 milhões no 2T13, uma redução de 30,1% em relação ao 2T12.

No 1S13, as despesas operacionais apresentaram redução de 14,9% em comparação ao 1S12, totalizando R\$ 3.404,3 milhões. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Parcela A	1.651,4	1.091,3	3.186,8	2.632,8	-33,9%	-17,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.320,4	1.019,6	2.531,3	2.458,2	-22,8%	-2,9%
Transmissão	331,0	71,7	655,5	174,6	-78,3%	-73,4%
PMSO	393,7	337,9	815,0	782,1	-14,2%	-4,0%
Pessoal	182,9	210,1	372,9	420,7	14,9%	12,8%
Materiais	12,7	12,7	26,7	22,5	-0,3%	-15,7%
Serviços de Terceiros	113,8	104,9	232,2	228,8	-7,9%	-1,5%
Outros	84,2	10,2	183,1	110,1	-87,8%	-39,9%
Total	2.045,1	1.429,2	4.001,8	3.414,9	-30,1%	-14,7%

* 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”. Detalhes podem ser consultados na página 19 deste Release e nas Notas Explicativas n.º 35 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T13, a despesa com compra de energia elétrica apresentou redução de 22,8% em comparação ao 2T12, totalizando R\$ 1.019,6 milhões. Essa variação é resultado do repasse de recursos por meio da CDE no montante de R\$ 438,4 milhões (R\$ 423,7 milhões relativos ao IRT 2013 e R\$ 14,7 milhões relacionados à exposição de curto prazo e risco hidrológico), parcialmente compensados pelo aumento de 0,4% no volume de compra de energia (10.854 GWh no 2T13 versus 10.815 GWh no 2T12) e pelo crescimento de 6,0% no preço médio da energia comprada, influenciados pelos seguintes fatores:

- (i) **Leilões:** redução de R\$ 23,5 milhões, resultado da queda de 11,1% no volume total de energia comprada, apesar do acréscimo de 8,1% no preço médio, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de R\$ 267,9 milhões, em função: (i) do maior volume de energia comprada em 53,1% e (ii) do incremento de 122,4% no preço médio;
 - b. **Hídricas:** redução de R\$ 291,4 milhões, em função: (i) do menor volume de energia comprada em 26,2%, decorrente da menor participação da energia hídrica no balanço energético, e (ii) da redução de 41,3% no preço médio.
- (ii) **AES Tietê:** aumento de R\$ 32,2 milhões, em função: (i) do incremento de 1,4% no volume adquirido e (ii) do reajuste de 5,2% no preço do contrato bilateral, ocorrido em julho de 2012;

(iii) **Itaipu:** aumento de R\$ 31,5 milhões, devido à elevação de 11,4% no preço médio, reflexo da maior cotação do dólar na comparação entre os períodos, e ao incremento de 0,3% no volume de energia adquirida;

(iv) **Energia no curto prazo:** despesa de R\$ 106,2 milhões, referente à compra de energia na CCEE para atender ao nível de contratação da Companhia no trimestre.

No 1S13, a despesa com compra de energia elétrica foi reduzida em 2,9% em comparação ao 1S12, em função do repasse de recursos por meio da CDE no montante de R\$ 538,8 milhões, parcialmente compensado pelo:

- (i) aumento de 0,5% no volume de compra de energia (21.599 GWh no 1S13 versus 21.482 GWh no 1S12)
- (ii) aumento de 18,1% no preço médio da energia comprada, influenciado pelo acréscimo de:
 - (a) R\$ 168,0 milhões com energia no curto prazo;
 - (b) R\$ 156,8 milhões com energia em leilões;
 - (c) R\$ 90,8 milhões com energia da AES Tietê.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	2T12	2T13	1S12	1S13	Part.% 2T12	Part.% 2T13	Part.% 1S12	Part.% 1S13
AES TIETÊ	173,7	182,7	173,7	182,7	25,6%	27,3%	25,9%	28,3%
ITAIPU	106,5	118,7	100,6	115,9	22,7%	24,0%	22,4%	23,5%
LEILÃO	111,4	120,4	102,8	131,7	51,7%	48,5%	51,6%	48,2%
Térmica	102,9	228,9	87,5	235,1	10,1%	16,1%	10,7%	15,8%
Hídrica	113,5	66,6	106,8	81,2	41,6%	32,4%	40,9%	32,4%
OUTROS CONTRATOS BILATERAIS	169,6	176,4	163,5	224,8	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
Tarifa (R\$/MWh)	126,3	137,1	120,7	142,5	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprada por Fonte - (MWh)	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
AES Tietê	2.793	2.832	5.672	5.890	1,4%	3,8%
Itaipu	2.476	2.483	4.909	4.898	0,3%	-0,2%
Outros Bilaterais	11	9	11	9	-14,2%	-14,3%
Leilões	5.607	4.984	11.153	9.925	-11,1%	-11,0%
Térmica	1.068	1.635	2.069	3.231	53,1%	56,2%
Hídrica	4.539	3.349	9.084	6.694	-26,2%	-26,3%
Energia no Curto Prazo	(302)	319	(731)	426	-205,6%	-158,3%
Outros	230	227	468	451	-1,3%	-3,6%
Volume (GWh)	10.815	10.854	21.482	21.599	0,4%	0,5%

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\$ 71,7 milhões no 2T13, uma queda de 78,3% em comparação ao 2T12. Esse desempenho é explicado principalmente pelo repasse de recursos por meio da CDE, no montante de R\$ 215,1 milhões (R\$ 132,8 milhões referente ao ESS e R\$ 82,3 milhões ao ESS da CVA do reajuste tarifário de 2013), além da redução de R\$ 161,0 milhões com encargos da Rede Básica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Excluído o repasse de recursos, a despesa com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão seria de R\$ 286,8 milhões, uma redução de 13,4% em relação ao 2T12.

No 1S13, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram redução de 73,4% em comparação ao 1S12, em função do repasse de recursos por meio da CDE no montante de R\$ 431,6 milhões, além da redução de R\$ 320,6 milhões com encargos de Rede Básica e do ONS.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram uma redução de 4,2% no 2T13 em relação ao 2T12. Na comparação do PMSO gerenciável do 2T13 com o montante do 2T12, corrigido pelo IGP-M (6,3%), a redução é de 9,9% ou R\$ 29,9 milhões, reflexo do programa de redução de custos da Companhia. No 1S13, as despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram uma queda de 3,8% em relação ao 1S12. Já na comparação do PMSO gerenciável do 1S13 com o PMSO gerenciável do 1S12 corrigido por IGP-M, a redução é de 9,5% ou R\$ 58,8 milhões.

PMSO - em R\$ milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Pessoal	182,9	210,1	372,9	420,7		
Materiais	12,7	12,7	26,7	22,5		
Serviços de Terceiros	113,8	104,9	232,2	228,8		
Outros	84,2	10,2	183,1	110,1		
PMSO - reportado	393,7	337,9	815,0	782,1	-14,2%	-4,0%
Entidade de Previdência Privada	60,7	88,5	125,5	176,9		
PCLD e Baixas	34,5	(35,8)	73,7	(1,0)		
Povisão de litígios e contingências, líquida	15,0	13,8	35,6	48,2		
PMSO - excluindo não gerenciáveis	283,4	271,4	580,2	558,0	-4,2%	-3,8%

No 2T13 as despesas gerenciáveis da Companhia totalizaram R\$ 271,4 milhões, uma redução de 4,2% em comparação ao mesmo período de 2012. Já no 1S13 as despesas gerenciáveis totalizaram R\$ 558,0 milhões, uma queda de 3,8% em comparação ao 1S12. A redução das despesas gerenciáveis da Companhia é reflexo do programa de redução de custos, cujo objetivo é atingir a redução de R\$ 100 milhões do PMSO gerenciável sobre o PMSO gerenciável de 2012, corrigido pelo IGP-M.

As despesas com PMSO reportado totalizaram R\$ 337,9 milhões no 2T13, uma redução de 4,0% em comparação com o 2T12. No 1S13, as despesas com PMSO reportado totalizaram R\$ 782,1 milhões, uma redução de 4,0% em comparação ao mesmo período de 2012. A redução das despesas com PMSO reportado no 2T13 e no 1S13 resulta do programa de redução de custos da Companhia e do fato de que a Companhia passou a reverter a PCLD, referente aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) de clientes adimplentes e que quitaram um montante superior a 30% do valor total negociado.

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	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Pessoal e Encargos	138,8	134,2	282,5	268,2	-3,3%	-5,0%
Entidade de Previdência	60,6	88,5	125,5	176,9	46,1%	41,0%
Total	199,3	222,7	407,9	445,1	11,7%	9,1%

- *Despesas com Pessoal e Encargos*

No 2T13, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 134,2 milhões, uma redução de 3,3% em comparação ao mesmo período de 2012. Essa variação reflete a reestruturação do quadro de colaboradores efetuados no 2S12, que compensou parcialmente a internalização iniciada no 1T13 de 453 colaboradores alocados nas turmas de emergência e de combate à fraude (R\$ 5,0 milhões).

No 1S13, as despesas com pessoal e encargos apresentaram uma redução de 5,0% em comparação ao mesmo período de 2012, totalizando R\$ 268,2 milhões. Essa variação se deve à reestruturação do quadro de colaboradores efetuados no 2S12, que resultou em uma redução de R\$ 10,5 milhões no valor de pagamento da PLR e que mais que compensou a internalização de 453 colaboradores (R\$ 10,1 milhões) iniciada no 1T13, conforme mencionado acima.

- *Despesa com Entidade de Previdência Privada*

Em dezembro de 2012, a CVM aprovou a Deliberação n.º 695, que impôs mudanças nas práticas contábeis, referente ao plano de pensão da Companhia, nos exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013, com efeito retroativo.

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 deve ajustar o saldo de abertura de cada componente do patrimônio líquido afetado para o período mais antigo apresentado, bem como dos demais montantes comparativos, como se a nova política contábil tivesse sempre sido aplicada. Com isso, a despesa reportada com Entidade de Previdência Privada do 2T12 foi acrescida em R\$ 20,2 milhões, passando de R\$ 40,5 milhões para R\$ 60,7 milhões.

Os impactos são apenas para fins de comparabilidade e não acarretam efeitos nas Demonstrações Financeiras que embasaram as destinações do resultado do exercício de 2012.

No 2T13, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 88,5 milhões, um aumento de 45,7% em comparação ao 2T12. Esse aumento decorre:

- (i) da redução da taxa de desconto, em função da queda das atuais taxas de mercado (de 5,5% em 2012 para 3,75% no 1S13);
- (ii) das alterações das normas contábeis por meio do IAS 19, que modificou a taxa de retorno esperado dos investimentos, passando a ser equivalente à taxa de desconto (de 6,79% em 2012 para 3,75% no 1S13).

A Companhia efetuou uma nova avaliação atuarial para o semestre findo em 30 de junho de 2013, em função da significativa mudança das condições de mercado, principalmente, o aumento das taxas de juros. Com isso, a taxa de retorno passou de 3,75% no 1S13 para 5,30% no 2S13. Como resultado, o saldo contábil passou de R\$ 4,0 bilhões no 1T13 para R\$ 3,1 bilhões no 2T13, enquanto a despesa com entidade de previdência privada para o 2S13, de acordo com esse novo cálculo atuarial, será de R\$ 159,0 milhões versus R\$ 175,5 milhões prevista no final de 2012.

Historicamente a avaliação atuarial era feita anualmente, entretanto, conforme previsto no IAS 34 B9 - *Interim financial reporting* e no IAS 19 R. BC59 - *Employee benefits*, a atualização da avaliação atuarial é permitida durante períodos intermediários.

Detalhes podem ser encontrados na Nota Explicativa n.º 3 e 18 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 2T13, as despesas com materiais e serviços de terceiros apresentaram uma redução de 7,1% em comparação ao 2T12, totalizando R\$ 117,5 milhões. Essa variação deve-se ao efeito combinado do aumento de despesas com serviços de corte e religa, podas e manutenção de frota no 2T13, compensados pela redução de despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011-2012 e de despesas com turmas de emergência e combate à fraude internalizadas no 1T13.

No 1S13, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 251,4 milhões, uma redução de 2,9% em comparação ao mesmo período de 2012. Essa variação se deve à redução de serviços de corte e religa, de poda e de manutenção de frota e da redução de despesas relacionadas ao Plano de Ação 2011-2012 e de despesas com turmas de emergência e combate à fraude,

internalizadas no 1T13, que mais que compensou o aumento das despesas com serviços de corte e religa, *call center*, podas e manutenção de frota.

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	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
PCLD e Baixas	34,5	(35,8)	73,7	(1,0)	-203,8%	-101,3%
Provisão de litígios e contingências, Líquida	15,0	13,8	35,6	48,2	-8,2%	35,6%
Demais *	34,7	32,2	73,8	62,9	-7,1%	-14,8%
Total	84,2	10,2	183,1	110,1	-87,8%	-39,9%

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

No 2T13, as outras despesas operacionais totalizaram R\$ 10,2 milhões, uma redução de 87,8% em comparação às despesas de R\$ 84,2 milhões registrados no 2T12. Essa variação é explicada principalmente pelo fato de que a Companhia passou a reverter a PCLD referentes aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) de clientes adimplentes e que quitaram um montante superior a 30% do valor total negociado. Essa reversão totalizou R\$ 59,3 milhões no trimestre.

Já no 1S13 as outras despesas operacionais apresentaram uma redução de 39,9%, totalizando R\$ 110,1 milhões, em função, principalmente, da reversão de PCLD, no total de R\$ 59,3 milhões.

OUTRAS RECEITAS E DESPESAS

No 2T13, as outras receitas e despesas apresentaram uma despesa líquida de R\$ 209,1 milhões, um aumento de 14,3% em comparação à despesa de R\$ 183,0 milhões registrada no 2T12. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento de R\$ 24,9 milhões nas despesas de construção, que totalizaram R\$ 194,9 milhões no 2T12. Esse incremento se deve aos maiores investimentos nesse trimestre.

Já no 1S13, as outras receitas e despesas totalizaram uma despesa líquida de R\$ 385,7 milhões, uma redução de 3,5% em comparação ao 1S12. Essa queda se refere ao menor investimento efetuado no 1S13 em comparação ao mesmo período de 2012.

EBITDA

No 2T13, o Ebitda da Companhia foi R\$ 509,7 milhões, ante R\$ 223,4 milhões no 2T12. Os seguintes fatores explicam essa elevação de 128,1%:

- (i) impacto positivo de R\$ 318,2 milhões com ativos e passivos regulatórios, resultante, sobretudo, do repasse de recursos por meio da CDE;
- (ii) efeito negativo de R\$ 61,6 milhões, referente ao efeito combinado da revisão e ao reajuste tarifário sobre a Parcela B (negativo em R\$ 65,6 milhões), parcialmente compensado pelo efeito positivo do aumento de 0,4% no volume do mercado total (R\$ 4,1 milhões);
- (iii) redução de 14,2% nas despesas com PMSO, totalizando um efeito positivo de R\$ 55,8 milhões, devido, principalmente, à redução das outras despesas operacionais (-87,8%),

bem como dos resultados do programa de redução de custos, gerando a diminuição das despesas com pessoal e encargos (-3,3%) e de materiais e serviços de terceiros (-7,1%).

No 1S13, o Ebitda da Companhia totalizou R\$ 637,8 milhões, uma expansão de 22,3% em relação ao mesmo período de 2012, quando o Ebitda foi de R\$ 521,6 milhões. Os seguintes fatores explicam esse desempenho:

- (i) impacto positivo de R\$ 324,0 milhões com ativos e passivos regulatórios, como consequência, sobretudo, do repasse de recursos por meio da CDE;
- (ii) impacto negativo de R\$ 280,9 milhões, referente ao efeito combinado da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B (negativo em R\$ 255,6 milhões), parcialmente compensado pelo efeito positivo do aumento de 1,3% no volume do mercado total (R\$ 25,3 milhões);
- (iii) efeito positivo da redução de 4,0% nas despesas com PMSO, totalizando R\$ 32,8 milhões, como resultado da diminuição das outras despesas operacionais (-39,9%) e do programa de redução de custos, gerando uma queda nas despesas com pessoal e encargos (-5,5%) e de materiais e serviços de terceiros (-2,9%).

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	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Ebitda	223,4	509,7	521,6	637,8	128,1%	22,3%
Ajustes						
Desp. Passivo - FCesp	58,7	86,6	121,6	173,1	47,6%	42,3%
Ebitda ajustado pelas despesas FCesp	282,1	596,2	643,3	810,9	111,4%	26,1%
Ativos e Passivos Regulatórios	(268,7)	(318,2)	(474,8)	(324,0)	18,4%	-31,8%
Ebitda Ajustado Covenants	13,4	278,0	168,4	486,9	1980,6%	189,1%

O Ebitda ajustado pelos ativos e passivos regulatórios e pelas despesas referentes ao passivo com a Fundação Cesp totalizou R\$ 278,0 milhões no 2T13, ante R\$ 13,4 milhões no 2T12. A expansão é explicada pela redução no PMSO em função, sobretudo, da reversão de R\$ 59,3 milhões na PCLD, referentes aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) e do programa de redução de custos.

No 1S13, o Ebitda ajustado atingiu R\$ 486,9 milhões, montante 189,1% superior ao mesmo período do ano passado. Esse valor foi impactado positivamente pela redução no PMSO, como já explicado anteriormente, associado ao crescimento do mercado.

RESULTADO FINANCEIRO

No 2T13, o resultado financeiro líquido registrado pela Companhia foi uma despesa de R\$ 27,6 milhões, inferior em R\$ 2,8 milhões à despesa de R\$ 30,4 milhões registrada no 2T12. Essa redução é explicada, principalmente:

- (i) pelo impacto positivo do reconhecimento de R\$ 10,7 milhões, referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão;

Parcialmente compensado:

- (ii) pela redução no rendimento das aplicações financeiras e nos encargos da dívida, resultando num efeito líquido negativo de R\$ 2,7 milhões, em função da redução no CDI do período. Essa variação é explicada pela taxa média do CDI no 2T13 (7,35% a.a.),

inferior ao mesmo período do ano anterior (8,75% a.a.), combinado com um menor saldo de aplicações.

No 1S13, o resultado financeiro líquido foi uma despesa financeira de R\$ 34,6 milhões, ante uma despesa de R\$ 57,7 milhões nos seis primeiros meses de 2012. Esse desempenho é explicado por um efeito negativo líquido do CDI de R\$ 5,5 milhões, originado pela queda da taxa de juros e pelo menor saldo de aplicações, associado a um aumento de R\$ 23,3 milhões na variação monetária e cambial líquida, referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 40,9 milhões, um decréscimo de 31,2% em relação ao 2T12. No 1S13, a Companhia apresentou receitas financeiras de R\$ 81,9 milhões, contra R\$ 129,8 milhões no ano anterior. O desempenho de ambos os períodos é explicado por uma queda no rendimento das aplicações, em virtude da menor taxa de juros e do menor saldo médio de aplicações no período.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras se reduziram em 13,9% no 2T13 comparadas ao 2T12, totalizando R\$ 81,5 milhões. Essa variação é explicada, sobretudo, pela redução dos encargos da dívida em R\$ 12,8 milhões, devido à menor taxa de juros no período, associada a uma redução nos custos com penalidades por transgressões dos indicadores DIC, FIC e DMIC, inferiores em 27,9%.

No 1S13, as despesas financeiras somaram R\$ 163,2 milhões, uma redução de R\$ 51,8 milhões, decorrente, sobretudo, de taxas de juros menores na comparação entre os períodos, resultando em uma redução de R\$ 42,3 milhões com encargos das dívidas.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 2T13, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram receita de R\$ 13,0 milhões, um incremento de R\$ 7,7 milhões em comparação ao 2T12, que é explicado, principalmente, pelo reconhecimento de R\$ 10,7 milhões referente à atualização do valor justo dos ativos de concessão.

No 1S13, a Companhia apresentou receita de R\$ 46,7 milhões, ante R\$ 27,5 milhões no mesmo período do ano anterior, que é explicada, também, pelo reconhecimento do valor justo dos ativos de concessão, da ordem de R\$ 23,3 milhões.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T13, a Companhia apresentou um lucro líquido de R\$ 245,3 milhões, contra R\$ 43,4 milhões no mesmo período do ano anterior. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) impacto positivo de R\$ 327,1 milhões com ativos e passivos regulatórios;
- (ii) impacto negativo de R\$ 71,7 milhões, referente ao efeito combinado da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B (negativo em R\$ 67,5 milhões), parcialmente compensado pelo efeito positivo do aumento de 0,4% no volume do mercado total (R\$ 4,1 milhões);
- (iii) redução de 14,2% nas despesas com PMSO, totalizando um efeito positivo de R\$ 55,8 milhões, devido, principalmente, à redução das outras despesas operacionais (-87,8%), bem como dos resultados do programa de redução de custos, gerando uma redução das despesas com pessoal e encargos (-3,3%) e de materiais e serviços de terceiros (-7,1%);
- (iv) resultado financeiro R\$ 2,8 milhões superior.

No acumulado do ano, o lucro líquido totalizou R\$ 244,5 milhões, uma acréscimo de 74,1% quando comparado ao montante de R\$ 140,4 milhões registrado no mesmo período de 2012. Esse crescimento é explicado pelo:

- (i) impacto positivo de R\$ 324,0 milhões com ativos e passivos regulatórios;

- (ii) impacto negativo de R\$ 313,1 milhões, referente ao efeito combinado da revisão e reajuste tarifários sobre a Parcela B (negativo em R\$ 287,8 milhões), parcialmente compensado pelo efeito positivo do aumento de 1,3% no volume do mercado total (R\$ 25,3 milhões);
- (iii) efeito positivo da redução de 4,0% nas despesas com PMSO, totalizando R\$ 32,8 milhões, como resultado da redução em outras despesas operacionais e do programa de redução de custos;
- (iv) resultado financeiro R\$ 23,1 milhões superior.

PROVENTOS

Os proventos referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2012 e aprovados em AGOE realizada no dia 4 de abril de 2013, no montante de R\$ 54,8 milhões, terão data de pagamento definida em reunião da Diretoria, a ser realizada até o final do exercício social de 2013. De modo a preservar o caixa da Companhia e seu planejamento financeiro, incluindo o programa de investimentos, a Administração da AES Eletropaulo não irá propor, neste momento, a distribuição de dividendos com base nos lucros auferidos no 1S13.

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, pró-forma, das variações dos ativos e passivos regulatórios no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo.

Ativos e Passivos Regulatórios	2T12	2T13	1S12	1S13
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	739,1	314,5	899,2	335,3
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(480,5)	12,6	(422,8)	20,8
Total	258,6	327,1	476,3	356,1

No 2T13, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 327,1 milhões no resultado da Companhia. Esse montante é explicado pelo:

- (i) efeito positivo de R\$ 253,4 milhões referente à compra de energia, principalmente, em função da reversão da CVA de compra de energia no montante de R\$ 423,7 milhões, referente ao período de junho/2012 a maio/2013, creditada à Companhia por meio do repasse de recursos da CDE;
- (ii) impacto positivo de R\$ 98,1 milhões em função do menor recolhimento de ESS, de forma a neutralizar os impactos gerados pelo despacho de usinas termoeletricas por segurança energética, e da reversão da CVA de ESS, no montante de R\$ 82,3 milhões, referente ao período de junho/2012 a maio/2013, ambos realizados por meio do repasse de recursos da CDE;

Compensado parcialmente pelo:

- (iii) efeito negativo de R\$ 37,0 milhões referente aos outros itens regulatórios.

No 1S13, o resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo foi impactado positivamente em R\$ 356,1 milhões. Esse montante é explicado, principalmente, pelo:

- (i) impacto positivo de R\$ 158,2 milhões de ESS, decorrente do repasse de recursos por meio da CDE;
- (ii) efeito positivo de R\$ 106,3 milhões referente à compra de energia, principalmente em função do repasse de recursos da CDE, conforme mencionado;
- (iii) impacto positivo de R\$ 34,1 milhões referente a encargos com a Rede Básica e ONS;
- (iv) impacto positivo de R\$ 36,7 milhões referente aos outros itens regulatórios.

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

Ativos e Passivos Regulatórios	2T12	2T13	1S12	1S13
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	43,4	245,3	140,4	244,5
Ativos e passivos regulatórios (líquido de IR/CS)	170,7	215,9	314,4	235,0
Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios	(127,3)	29,4	(174,0)	9,5

No quadro abaixo, estão demonstrados os ativos e passivos regulatórios estimados pela Companhia, acumulados até 30 de junho de 2013, que deverão ser compensados por meio da tarifa em ciclos futuros.

Ativos e Passivos Regulatórios	Ciclo 2012/2013	Ciclo 2013/2014	Total
Ativos Regulatórios	73,9	175,8	249,7
Passivos Regulatórios	(1.288,7)	(37,9)	(1.326,6)
Total	(1.214,8)	137,9	(1.076,9)

ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, contratos de arrendamento mercantil e locação sob a rubrica de *leasing* (R\$ 5,1 milhões) e o corredor contábil da Fundação Cesp (R\$ 1.926,1 milhões) não são considerados no saldo total da dívida.

Em 30 de junho de 2013, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 986,5 milhões, valor R\$ 96,3 milhões inferior ao mesmo período de 2012.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 2.937,1 milhões, uma redução de 6,4% em relação ao 2T12. Essa redução deve-se principalmente a:

- (i) pagamento da 2ª parcela de amortização da 10ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 200,0 milhões, em setembro de 2012;
- (ii) pagamento da 1ª parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 30 milhões, em novembro de 2012;
- (iii) resgate antecipado da 10ª e 12ª emissões de debêntures, totalizando um valor de R\$ 600,0 milhões, entre outubro e novembro de 2012;
- (iv) pagamento de principal e juros do CCB com o Citibank no valor de R\$ 50 milhões em maio de 2012;
- (v) resgate antecipado do CCB com o Citibank, no valor de R\$ 150,0 milhões (principal e juros), em novembro de 2012;
- (vi) pagamento de juros das dívidas correntes, no valor de R\$ 34,0 milhões durante o período.

Parcialmente compensados pela:

- (vii) 15ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 750,0 milhões, em outubro de 2012, e ao desembolso de R\$ 22 milhões do FINEP;

Dívida - R\$ milhões	2T13
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.740,7
Fundo de Pensão	1.182,9
(-) Disponibilidades*	986,5
Dívida líquida	2.937,1
Ebitda (últimos 12 meses)	691,6
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	290,1
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	28,5
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	953,1
Despesa financeira sobre empréstimos ⁽¹⁾	(236,5)
Dívida líquida ⁽¹⁾/Ebitda ajustado	3,1
Ebitda ajustado/Despesa financeira ⁽¹⁾	4,0

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

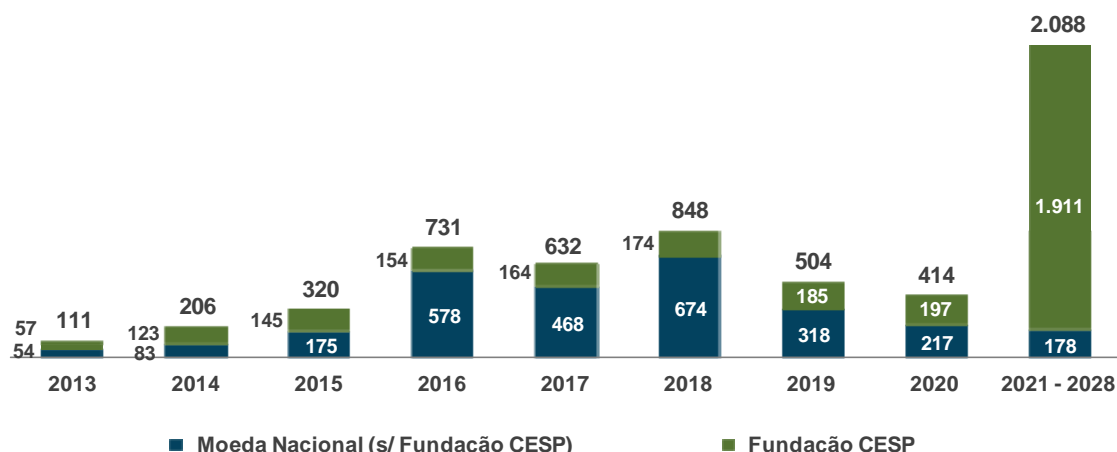
O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo passou de CDI + 1,28% a.a. em 30 de junho de 2012 para CDI + 1,25% a.a. em 30 de junho de 2013. Essa queda ocorreu, principalmente, devido à redução das curvas de DI e do IGP-M do período.

O prazo médio da dívida em 30 junho de 2013 era de 6,5 anos, patamar ligeiramente superior ao prazo de 6 anos, de 30 de junho de 2012.

Considerando o Ebitda ajustado³ dos 12 meses findos em junho de 2013, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, de 3,1x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 4,0x. Os covenants da dívida para o 2T13 são: (i) Dívida Líquida/Ebitda de 3,75x e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira >1,75x de forma que, em 30 de junho de 2013, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida. O não cumprimento dos limites contratuais, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

³ Ebitda ajustado - corresponde ao resultado do serviço da Companhia conforme demonstrativo de resultado, excluindo 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.

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 2T13, a AES Eletropaulo investiu R\$ 194,9 milhões. Do total, R\$ 173,4 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 21,5 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

No acumulado de 2013, o volume de investimentos da Companhia atingiu R\$ 339,7 milhões. Os investimentos com recursos próprios totalizaram R\$ 307,7 milhões, enquanto os projetos financiados pelo cliente neste período somaram R\$ 32,0 milhões.

Investimentos - R\$ milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13x2T12	Var (%) YTD13xYTD1
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	87,5	107,5	185,6	196,1	22,8%	-5,4%
Confiabilidade operacional	44,4	44,1	88,2	72,8	-0,6%	21,2%
Recuperação de Perdas	6,4	7,3	12,3	12,6	14,4%	-2,2%
Tecnologia da Informação	7,6	9,6	14,7	12,6	26,9%	16,3%
Outros	16,1	4,9	38,4	13,5	-69,6%	183,9%
Total (c/ recursos próprios)	162,0	173,4	339,2	307,7	7,1%	10,3%
Financiado pelo cliente	8,0	21,5	14,7	32,0	169,1%	-54,2%
Total	170,0	194,9	353,9	339,7	14,7%	4,2%

A Companhia alterou a previsão de investimento para 2013. Inicialmente, planejava investir R\$ 646,9 milhões e, por conta da inclusão das obras para elevação de duas linhas de transmissão, ambas na Zona Leste de São Paulo, o guidance de investimento passou para R\$ 673,6 milhões. Os investimentos incluídos, no entanto, não alteraram o total de investimentos com recursos próprios, da ordem de R\$ 621,0 milhões, para o ano. 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 - 2T13 e Acumulado 2013

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\$ 60,6 milhões foram investidos no 2T13 em serviços ao cliente para atender à adição de 42,7 mil novos clientes, dos quais 19,8 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais. No acumulado de 2013, o montante foi de R\$ 113,4 milhões, atendendo à adição de 83,2 mil novos clientes, dos quais 33,8 mil estão relacionados a regularizações de ligações ilegais.
- R\$ 46,9 milhões foram destinados no 2T13 para a expansão do sistema, com o objetivo de melhorar a qualidade de fornecimento de energia. No acumulado de 2013, foram investidos R\$ 82,7 milhões, destacando-se um aumento de capacidade instalada de 183MVA, como resultado da ampliação da ETD Leopoldina (5 MVA), USP (6 MVA), Oratório (40 MVA), Butantã (40 MVA), Ibirapuera (7 MVA), São Bernardo (5 MVA) e energização da nova ETD Sertãozinho (80 MVA). Essas melhorias beneficiarão cerca de 1,2 milhão de habitantes.

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

- No 2T13, foram investidos R\$ 44,1 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 1.057 km da rede; e (ii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- O total investido no acumulado de 2013 foi de R\$ 72,8 milhões, principalmente na manutenção de 1.553 km da rede, e modernização da subtransmissão e de 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 2T13 em recuperação de perdas totalizou R\$ 7,3 milhões. Foram realizadas 19,7 mil regularizações de ligações ilegais, por meio de inspeções de fraude e anomalias. Além disso, foram substituídos 37,6 mil medidores obsoletos.
- Nos seis primeiros meses de 2013 foram investidos R\$ 12,6 milhões destinados à realização de 33,8 mil regularizações de ligações ilegais, correção de 31,2 mil irregularidades e substituição de 88,6 mil medidores obsoletos.

Outros

- No acumulado 2013, foram destinados R\$ 2,4 milhões referentes à regularização de áreas; R\$ 2,1 milhões referentes a muros, passeios e taludes; R\$ 1,8 milhão referente à criação da nova sede administrativa; entre outros investimentos de menor porte.

FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	1T12	2T12	1S12	1T13	2T13	1S13
SALDO DE CAIXA INICIAL	1.390	1.946	1.390	814	919	814
Geração de caixa operacional	304	259	563	385	503	889
Investimentos	(191)	(182)	(373)	(213)	(208)	(421)
Despesa Financeira Líquida	(22)	(97)	(119)	(5)	(145)	(150)
Amortizações Líquidas	591	(66)	525	(8)	(37)	(45)
Despesas com Fundo de Pensão	(56)	(56)	(112)	(55)	(54)	(109)
Imposto de Renda	(62)	(113)	(175)	(7)	(0)	(7)
Alienação de ativos	-	-	-	8	8	16
GERAÇÃO LIVRE DE CAIXA	564	(255)	309	105	67	172
Dividendos	(9)	(608)	(617)	(0)	(0)	(0)
SALDO DE CAIXA FINAL	1.946	1.083	1.083	919	986	986

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 2T13 em comparação ao 2T12

- O aumento da geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
 - recebimento de R\$ 456,8 milhões referentes ao aporte dos recursos do CDE (R\$ 334,4 milhões) e do subsídio de tarifa de baixa renda e tarifa social (R\$ 122,4 milhões);
 - redução de R\$ 75,9 milhões das despesas com PMSO;
 - redução de 18,0% da arrecadação em função, principalmente, da aplicação do índice de revisão e reajuste tarifários (-3,25%).
- Redução de R\$ 112,9 milhões do pagamento de imposto de renda em função do menor lucro tributável para o período;

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 101,1% do CDI no 2T13 contra 102,5% do CDI no 2T12.

Destaques do Fluxo de Caixa do 1S13 em comparação ao 1S12

- O aumento da geração de caixa operacional entre os períodos é explicada principalmente pelos fatores abaixo:
 - Recebimento no 2T13 de R\$ 456,8 milhões referentes ao aporte dos recursos do CDE e do subsídio de tarifa de baixa renda e tarifa social
 - redução de R\$ 139,2 milhões das despesas com PMSO;

- (iii) redução de 12,6% da arrecadação em função, principalmente, da aplicação do índice de revisão e reajuste tarifários (-3,25%).
- Variação de R\$ 570,1 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\$ 167,5 milhões do pagamento de imposto de renda em função do menor lucro tributável no período.

A Companhia mantém suas aplicações em títulos públicos e CDBs com rentabilidade média de 101,1% do CDI no 1S13 contra 102,6% do CDI no 1S12.

MERCADO DE CAPITAIS

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

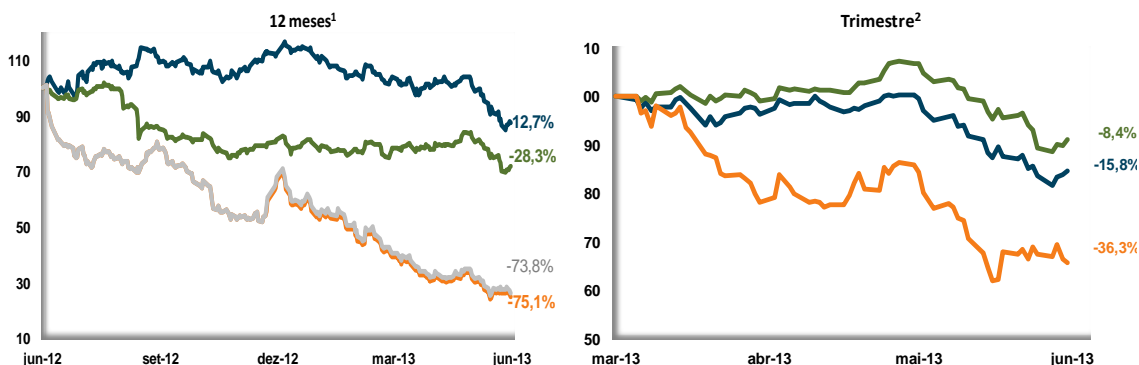
As ações preferenciais da Companhia integram o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa; o IBrX, que mede o retorno de uma carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na bolsa; o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (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. A AES Eletropaulo integra esse índice desde a sua criação, o que reflete o comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

DESEMPENHO DA AÇÃO

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o mês de junho cotadas a R\$ 6,30, uma desvalorização de 36,3% no 2T13. No mesmo período, o Ibovespa apresentou desvalorização de 15,8%, enquanto o IEE apresentou queda de 8,4%. Durante o 2T13, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 396 mil negócios no período, média de 132 mil por mês, envolvendo cerca de 154,1 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de R\$ 19,0 milhões no 2T13, no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo sofreram queda de 75,1%. Esse desempenho reflete a divulgação dos valores finais da revisão e reajuste tarifário, em 2 e 3 de julho de 2012, respectivamente, combinado com a reação do mercado após o anúncio do programa de redução de custos de energia, e, mais recentemente, com a deterioração das expectativas sobre a economia brasileira e as reduções das previsões para o PIB. Se considerado os proventos, a queda no ano representou 73,8%. No mesmo período, o índice Bovespa caiu 12,7% e o IEE apresentou queda de 28,3%.



— Ibovespa
 — IEE
 — AES Eletropaulo PN
 — AES Eletropaulo TSR³

1 - Índice - 29/06/2012 = 100 2- Índice - 28/03/2013 = 100

3 - Total Shareholder Return (TSR) - 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 30/06/2013

PLATAFORMA DE SUSTENTABILIDADE

Desde o início de 2012, a Companhia deu um importante passo para integrar e uniformizar as suas iniciativas de sustentabilidade ao seu planejamento e à sua estratégia. Para tanto, lançou uma Plataforma de Sustentabilidade, que reúne, em cinco temas estratégicos, um conjunto de diretrizes que terão influência sobre todos os seus processos.

A Plataforma começou a ser desenvolvida em 2010 para alinhar os programas e iniciativas direcionados ao desenvolvimento econômico, ambiental e social das comunidades nas quais a Companhia atua.

O processo de construção se deu a partir da identificação dos temas prioritários para o negócio da Companhia, levando em consideração não só as diretrizes estratégicas, mas também as expectativas dos públicos de relacionamento. Foram criados 38 compromissos de médio e longo prazos, os quais são medidos em 17 indicadores de desempenho, dos quais parte são apresentados e comentados a seguir.

Segurança

A segurança dos colaboradores e da população é o valor número 1 da AES Eletropaulo. Para tanto, a Companhia mantém um Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional (SGSSO), certificado externamente, que tem como objetivo antecipar riscos e garantir a integridade física de sua força de trabalho. Desse modo, a Companhia potencializa seus investimentos em treinamento profissional, reduz sua exposição ao risco de falta de mão-de-obra qualificada e maximiza os resultados para proporcionar mais segurança à população.

No 2T13, a Companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com a força de trabalho, encerrando o trimestre com 14.708 ações entre inspeções e caminhadas de segurança, o equivalente a mais de 160 eventos por dia no período, um aumento de 17,5% frente ao 2T12 com 12.521 ações. Além disso, por meio de preleções semanais de segurança, 98% da força de trabalho operacional foi continuamente treinada. Nesse contexto, destaca-se a manutenção das taxas de frequência (TF - 3,25) e de gravidade (TG - 17) com colaboradores contratados que, pelo segundo trimestre consecutivo, se mantém abaixo da meta estabelecida para o ano (respectivamente, 3,90 e 41). Com colaboradores próprios, a TF foi de 4,00 (42,3% acima da meta de 2,81) e a TG de 25 (8,7% acima da meta de 23). Os esforços para recuperação do desempenho serão mantidos para os próximos trimestres.

Com relação à segurança com a população, foram registrados 18 acidentes no 2T13, uma redução de 14,3% em relação ao 2T12, que teve 21 acidentes.

Inovação e excelência para a satisfação do cliente

A excelência no atendimento ao cliente e a melhoria contínua na prestação do fornecimento de energia são pilares da Plataforma da AES Eletropaulo. Nos últimos anos, a Companhia tem buscado ampliar a eficácia no atendimento de seus clientes, reduzindo o risco de exposição às multas e sanções por parte do agente regulador. Para tanto, fez um grande esforço para melhorar a comunicação com seus clientes por meio da reformulação da infraestrutura de atendimento, associada ao reforço das equipes de campo e à aplicação em larga escala de tecnologia na rede.

Em complemento à melhoria no desempenho operacional, medido pelos índices DEC e FEC (detalhes na página 7 deste documento), o Índice de Nível de Serviço (INS), que mede o percentual de retenção nas chamadas na central de atendimento, passou de 97,9% no 2T12 para 94,1% no 2T13, dentro do limite regulatório de 85,0%.

Uso eficiente dos recursos

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

contribuindo para maior acuracidade nos controles e reduzindo a exposição da Companhia aos riscos operacionais inerentes à sua atividade.

No 2T13, a gestão de resíduos sólidos na AES Eletropaulo resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 62,7% do total de 22,9 mil toneladas de resíduos gerados pela Companhia, um aumento de 7,2 p.p. em relação ao 2T12 (55,5%). O resultado contribui não só para a mitigação dos impactos das atividades, como também para a redução das despesas decorrentes da disposição final em aterros. No período, foi alcançada uma economia de R\$ 2,6 milhões referente à receita recebida pela venda dos resíduos e um custo evitado de cerca de R\$ 534,5 mil relativos ao valor praticado por aterros classe II para acomodação desses resíduos.

Com relação ao uso de recursos energéticos, as ações de combate às perdas totalizaram 132,8 GWh de energia evitada no 2T13, que contribuíram com a redução de despesas operacionais (detalhes na página 7) e com a emissão evitada de aproximadamente 14,1 mil toneladas de CO², volume equivalente a 9,9% do total de emissões da Companhia no período.

Desenvolvimento e valorização de comunidades

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




O Programa Recicle Mais, Pague Menos proporciona a inclusão social na medida em que possibilita a troca de resíduos recicláveis por desconto na fatura e contribui para o acesso à energia reduzindo o impacto financeiro do pagamento da tarifa. Com três pontos de coleta instalados em comunidades de baixa renda de São Paulo e Barueri, o novo programa já beneficiou mais de 280 famílias e resultou na coleta de aproximadamente 4,3 toneladas de resíduos no 2T13.

O Programa Transformação de Consumidores em Clientes regulariza ligações clandestinas (detalhes na página 7) e contribui para o uso seguro e adequado da energia elétrica pela população, bem como para a redução dos acidentes com a rede elétrica. No 2T13 mais de 19,8 mil famílias (equivalente a 78,8 mil pessoas) foram beneficiadas pelo projeto, correspondendo a 26,3% da meta para o ano e totalizando mais de 33,8 mil regularizações em 2013 (45,1% da meta anual e equivalente a 135,4 mil pessoas). O resultado do 2T13 superou em 40% o mesmo período do ano anterior, no qual haviam sido regularizados 14,1 mil ligações no 2T12.

Ainda, no 2T13, mais de 472 mil pessoas foram beneficiadas pelo investimento social privado da AES Eletropaulo, com o objetivo de promover o acesso à educação, cultura e esporte; a capacitação profissional inclusiva; a eficiência energética e o acesso à energia elétrica regularizada; e a influência social para promoção de temas sociais alinhados às diretrizes da Política de Sustentabilidade da Companhia.

DASHBOARD DE SUSTENTABILIDADE - AES ELETROPAULO

Compromisso/Indicador	Resultados							
SEGURANÇA	2011	2012	Status 2012	1T13	2T13	Meta	Realizado (%)	Tendência 2013
Nº total de acidentes fatais	0	1	x	0	0	0	-	
Taxa de Frequência (TF) Próprios	5,99	3,29	✓	3,94	4,00	2,81	142%	
Taxa de Frequência (TF) Contratados	3,87	4,27	x	2,31	3,25	3,90	83%	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios	49,67	33,00	✓	9,00	25,00	23,00	109%	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados	53,49	500,00	x	12,00	17,00	41,00	41%	
Nº total de acidentes com população (inclui fatais)	71	89	x	27	18	79	57%	
INOVAÇÃO E EXCELENÇA PARA A SATISFAÇÃO DO CLIENTE	2011	2012	Status 2012	1T13	2T13	Meta	Realizado (%)	Tendência 2013
DEC	10,36	8,35	✓	2,52	4,22	8,49	50%	
FEC	5,45	4,64	✓	1,34	2,29	6,64	34%	
INS Call Center = % de clientes que atendemos em até 30 segundos	88,8	91,7	✓	92,4	96,8	87,0	111%	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	2011	2012	Status 2012	1T13	2T13	Meta	Realizado (%)	Tendência 2013
NATURAIS								
Resíduos reciclados e/ou reaproveitados / Quantidade de resíduos	11%	55%	✓	44%	63%	10%	627%	
Emissões de CO2 diretas e indiretas - Perdas e Combustíveis - (tCO2e)	162.219	358.798	x	134.303	142.765	153.692	180%	
ENERGÉTICOS								
Consumo próprio de energia elétrica (MWh)	45.251	44.198	✓	10.755	10.420	42.430	50%	
Perdas Globais (%)	10,51%	10,30%	✓	10,08%	9,87%	9,61%	103%	
Energia economizada nos projetos de Eficiência Energética e	62.338	116.685	✓	4.668	7.653	50.900	24%	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	2011	2012	Status 2012	1T13	2T13	Meta	Realizado (%)	Tendência 2013
COLABORADORES								
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	8,80%	10,42%	x	0,49%	0,84%	ND	-	-
COMUNIDADES								
Nº de beneficiados pelos projetos sociais (mil pessoas)	1.231	1.682	✓	413	472	1.682	53%	
Nº de famílias beneficiadas pelo projeto de baixa renda	46.203	55.000	✓	14.093	19.692	75.000	45%	

 dentro/acima do esperado para o trimestre
 abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em andamento
 abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em implantação
ND meta a ser definida

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

Gustavo Pimenta - Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

DATA: Quinta-feira, 8 de agosto de 2013

HORÁRIO: 10h00 (BR) / 9h00 a.m. (EDT)

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: 3279867# (português) 1062585# (inglês)

DISPONIBILIDADE: 08.08.2013 a 14.08.2013

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 em que ficará disponível após o evento.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
RESIDENCIAL	4.338,6	4.367,4	8.444,3	8.629,6	0,7%	2,2%
COMERCIAL	2.977,2	2.829,5	6.019,8	5.810,0	-5,0%	-3,5%
INDUSTRIAL	1.475,7	1.415,6	2.870,6	2.772,4	-4,1%	-3,4%
DEMAIS	746,8	736,2	1.453,5	1.445,4	-1,4%	-0,6%
TOTAL DE CONSUMO FATURADO	9.538,2	9.348,7	18.788,3	18.657,3	-2,0%	-0,7%
CONSUMO PRÓPRIO	11,1	9,9	22,5	20,4	-10,7%	-9,5%
Total	9.549,4	9.358,6	18.810,8	18.677,7	-2,0%	-0,7%
Faturamento - R\$ Milhões						
RESIDENCIAL	1.360,2	1.017,2	2.653,3	2.180,7	-25,2%	-17,8%
INDUSTRIAL	408,5	307,4	788,7	641,6	-24,8%	-18,7%
COMERCIAL	873,9	660,9	1.757,4	1.437,2	-24,4%	-18,2%
DEMAIS	182,7	135,6	351,2	287,4	-25,8%	-18,2%
Total	2.825,3	2.121,0	5.550,6	4.546,9	-24,9%	-18,1%

Consumo Clientes Livres - GWh	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
COMERCIAL	365,9	563,5	676,7	1.110,7	54,0%	64,1%
INDUSTRIAL	1.314,8	1.353,8	2.573,9	2.567,5	3,0%	-0,2%
DEMAIS	333,1	336,4	669,4	667,4	1,0%	-0,3%
Total	1.647,8	1.690,2	3.243,3	3.234,9	2,6%	-0,3%

Consumo Cativos - GWh ¹	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
RESIDENCIAL	4.338,6	4.367,4	8.444,3	8.629,6	0,7%	2,2%
COMERCIAL	2.977,2	2.829,5	6.019,8	5.810,0	-5,0%	-3,5%
INDUSTRIAL	1.475,7	1.415,6	2.870,6	2.772,4	-4,1%	-3,4%
DEMAIS	746,8	736,2	1.453,5	1.445,4	-1,4%	-0,6%
Mercado Cativo	9.538,2	9.348,7	18.788,3	18.657,3	-2,0%	-0,7%
CLIENTES LIVRES	1.647,8	1.690,2	3.243,3	3.234,9	2,6%	-0,3%
Mercado Total	11.186,1	11.038,9	22.031,6	21.892,2	-1,3%	-0,6%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh ¹	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
RESIDENCIAL	4.338,6	4.367,4	8.444,3	8.629,6	0,7%	2,2%
COMERCIAL	3.343,1	3.393,0	6.696,5	6.920,7	1,5%	3,3%
INDUSTRIAL	2.790,4	2.769,3	5.444,5	5.339,9	-0,8%	-1,9%
DEMAIS	1.079,8	1.072,6	2.122,9	2.112,8	-0,7%	-0,5%
Total	11.551,9	11.602,4	22.708,3	23.003,0	0,4%	1,3%

1- não inclui consumo próprio

TUSD	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Receita Líquida - R\$ Milhões	180,1	97,2	350,5	339,2	-46,0%	-3,2%
GWh	1.647,8	1.690,2	3.681,8	3.615,8	2,6%	-1,8%
Tarifa (R\$/GWh)	109,3	57,5	193,9	196,9	-47,4%	1,5%

TARIFA MÉDIA - R\$/MWh	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
RESIDENCIAL	313,5	232,9	623,1	629,2	-25,7%	1,0%
COMERCIAL	293,5	233,6	595,1	596,3	-20,4%	0,2%
INDUSTRIAL	276,8	217,2	559,1	560,7	-21,6%	0,3%
DEMAIS	244,6	184,1	490,3	492,2	-24,7%	0,4%
TOTAL	296,2	226,9	593,8	597,3	-23,4%	0,6%

Demonstração dos Resultados	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Receita Bruta	3.837,7	3.025,6	7.672,4	6.308,7	-21,2%	-17,8%
Deduções à Receita Operacional	(1.386,2)	(877,6)	(2.748,4)	(1.870,3)	-36,7%	-32,0%
Receita Líquida	2.451,5	2.148,0	4.924,0	4.438,4	-12,4%	-9,9%
Despesas Operacionais	(2.045,1)	(1.429,2)	(4.001,7)	(3.414,9)	-30,1%	-14,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.320,4)	(1.019,6)	(2.531,3)	(2.458,2)	-22,8%	-2,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(331,0)	(71,7)	(655,5)	(174,6)	-78,3%	-73,4%
Pessoal + Entidade de Previdência Privada	(182,9)	(210,1)	(372,9)	(420,7)	14,9%	12,8%
Materiais	(12,7)	(12,7)	(26,7)	(22,5)	-0,3%	-15,7%
Serviços de Terceiros	(113,8)	(104,9)	(232,2)	(228,8)	-7,9%	-1,5%
Outros	(84,2)	(10,2)	(183,1)	(110,1)	-87,8%	-39,9%
Outras Receitas e Despesas	(183,0)	(209,1)	(400,7)	(385,7)	14,3%	-3,7%
EBITDA	223,4	509,7	521,6	637,8	128,1%	22,3%
Desp. Passivo - FCESP	58,7	86,6	121,6	173,1	47,6%	42,3%
Ativos e Passivos Regulatórios	(268,7)	(318,2)	(474,8)	(324,0)	18,4%	-31,8%
EBITDA Ajustado (Novos Covenants)	13,4	278,0	168,4	486,9	1980,6%	189,1%
Depreciação e Amortização	(119,6)	(108,0)	(244,5)	(221,3)	-9,7%	-9,5%
Receitas Financeiras	59,4	40,9	129,8	81,9	-31,2%	-36,9%
Despesas Financeiras	(95,1)	(81,5)	(215,0)	(163,2)	-14,3%	-24,1%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	5,3	13,0	27,5	46,7	144,6%	70,1%
Resultado Financeiro	(30,4)	(27,6)	(57,7)	(34,6)	-9,2%	-40,1%
Resultado antes da Tributação	73,5	374,1	219,5	381,9	409,2%	74,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(30,1)	(128,8)	(79,1)	(137,5)	328,5%	73,8%
Lucro (prejuízo) Líquido	43,4	245,3	140,4	244,5	465,1%	74,1%

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Residencial	1.740,9	1.348,8	3.385,0	2.833,3	-22,5%	-16,3%
Comercial	1.064,5	805,3	2.140,6	1.751,2	-24,3%	-18,2%
Industrial	498,1	375,0	961,7	782,5	-24,7%	-18,6%
Rural	0,9	0,8	1,8	1,6	-16,0%	-10,1%
Poder Público	111,9	83,4	214,5	174,9	-25,5%	-18,4%
Iluminação Pública	48,8	36,4	92,9	75,1	-25,5%	-19,1%
Serviço Público	48,2	38,2	94,8	81,9	-20,8%	-13,5%
Total de Fornecimento	3.513,4	2.687,8	6.891,2	5.700,6	-23,5%	-17,3%
Outros			-	-		
Energia no Curto Prazo	44,2	(5,6)	56,1	27,8	N.D.	-50,4%
Não Faturado	(87,9)	(24,1)	(32,3)	(115,8)	-72,6%	258,7%
Dif. de aliquota - PIS/Cofins - Consumidor	(3,6)	3,3	4,2	(5,1)	N.D.	N.D.
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	207,3	106,3	409,3	237,7	-48,7%	-41,9%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(28,9)	(25,2)	(61,3)	(55,6)	-12,9%	-9,3%
Outros	193,2	283,0	405,3	519,0	46,5%	28,1%
Total Outros	324,3	337,8	781,2	608,0	4,2%	-22,2%
Total Receita Bruta	3.837,7	3.025,6	7.672,4	6.308,7	-21,2%	-17,8%
Deduções do Resultado Bruto						
ICMS por classe						
Residencial	(380,8)	(294,5)	(731,7)	(615,2)	-22,7%	-15,9%
Comercial	(190,6)	(144,5)	(383,2)	(314,0)	-24,2%	-18,1%
Industrial	(89,6)	(67,6)	(173,0)	(140,9)	-24,6%	-18,5%
Rural	(0,1)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	-19,8%	-10,1%
Poder Público	(11,3)	(8,2)	(21,6)	(17,3)	-26,9%	-19,8%
Iluminação Pública	(8,2)	(6,5)	(16,1)	(13,5)	-20,7%	-16,4%
Serviço Público	(7,6)	(6,1)	(15,0)	(13,0)	-20,5%	-13,1%
Outros	(36,2)	(18,9)	(70,3)	(44,9)	-47,7%	-36,1%
Total ICMS por classe	(724,3)	(546,3)	(1.411,0)	(1.158,9)	-24,6%	-17,9%
Outras			-	-		
Encargos do Consumidor - ECE	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	-41,5%	-68,1%
Encargos do Consumidor - RGR	(17,1)	-	(34,2)	8,2	-100,0%	N.D.
Encargos do Consumidor - PROINFA	(10,5)	(7,3)	(20,5)	(18,3)	-30,4%	-10,7%
Encargos do Consumidor - Lei nº. 12.111	(3,3)	-	(9,9)	-	-100,0%	-100,0%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e	(11,1)	(20,0)	(33,1)	(40,9)	80,5%	23,6%
Encargos Consumidor - CCC	(163,0)	-	(326,1)	(28,8)	-100,0%	-91,2%
Encargos Consumidor - CDE	(123,5)	(33,2)	(246,9)	(66,5)	-73,1%	-73,1%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(333,3)	(270,8)	(666,7)	(565,2)	-18,8%	-15,2%
Total Outras	(661,9)	(331,4)	(1.337,5)	(711,4)	-49,9%	-46,8%
Receita Líquida	2.451,5	2.148,0	4.924,0	4.438,4	-12,4%	-9,9%

Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
AES Tietê Contrato Bilateral	485,1	517,3	985,1	1.075,9	6,6%	9,2%
ITAIPU	263,6	295,1	494,4	566,6	11,9%	14,6%
Bilaterais	1,8	1,6	1,7	2,1	-8,8%	20,5%
Curto Prazo / Disponibilidade	0,1	106,2	0,6	168,6	81797,6%	27780,4%
Leilão - CCEAR	628,9	605,4	1.163,2	1.320,1	-3,7%	13,5%
Térmica	113,7	381,6	205,6	773,1	235,7%	276,0%
Hídrica	515,3	223,8	957,6	547,0	-56,6%	-42,9%
PROINFA	52,9	63,8	106,3	123,9	20,5%	16,5%
ICMS sobre Perdas Comerciais	0,1	(0,0)	0,3	1,5	N.D.	350,8%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(112,2)	(131,5)	(220,4)	(261,6)	17,2%	18,7%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	-	(438,4)	-	(538,8)	N.D.	N.D.
Risco Hidrológico	-	9,7	-	(61,5)	N.D.	N.D.
Curto Prazo / Disponibilidade	-	(24,4)	-	(53,6)	N.D.	N.D.
Reajuste Tarifário 2013 - CVA Compra de Energia	-	(423,7)	-	(423,7)	N.D.	N.D.
Total	1.320,4	1.019,6	2.531,3	2.458,2	-22,8%	-2,9%

Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Rede Básica e ONS	267,4	106,3	529,6	208,9	-60,2%	-60,5%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	47,6	176,4	93,5	392,9	270,8%	320,3%
Transporte Itaipu / Outros	21,4	8,0	42,6	15,8	-62,8%	-63,0%
CUSD	3,1	3,0	5,6	5,9	-2,5%	5,1%
Conexão	20,8	6,1	40,7	12,1	-70,8%	-70,2%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(29,2)	(12,9)	(56,5)	(29,4)	-55,7%	-48,0%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	-	(215,1)	-	(431,6)	N.D.	N.D.
ESS	-	(132,8)	-	(349,3)	N.D.	N.D.
Reajuste Tarifário 2013 - CVA ESS	-	(82,3)	-	(82,3)	N.D.	N.D.
Total	331,0	71,7	655,5	174,6	-78,3%	-73,4%

Pessoal - em R\$ milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Pessoal e Encargos	138,6	134,2	282,5	268,2	-3,2%	-5,0%
Entidade de Previdência	60,7	88,5	125,5	176,9	45,7%	41,0%
Total	199,3	222,7	407,9	445,1	11,7%	9,1%

Pessoal - em R\$ milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Pessoal e Encargos	122,2	121,6	247,5	243,8	-0,5%	-1,5%
Provisionamento de PLR	16,4	12,6	35,0	24,4	-23,3%	-30,1%
Entidade de Previdência	60,7	88,5	125,5	176,9	45,7%	41,0%
Entidade de Previdência	2,1	1,9	3,8	3,8	-8,3%	-1,4%
Contribuição como patrocinadora	58,7	86,6	121,6	173,1	47,6%	42,3%
Total	199,3	222,7	407,9	445,1	11,7%	9,1%

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T12	2T13	1S12	1S13	Var (%) 2T13 x 2T12	Var (%) 1S13 x 1S12
Receitas financeiras:						
Renda de aplicações financeiras	30,8	14,9	75,4	51,0	-51,7%	-32,4%
Selic - FINSOCIAL	-	-	-	-	N.D.	N.D.
Multas	1,2	1,6	3,3	2,7	28,4%	-20,1%
Outras	6,0	5,4	9,8	12,3	-9,5%	26,0%
Subtotal	59,4	40,9	129,8	81,9	-31,2%	-36,9%
Despesas financeiras:						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(77,6)	(64,3)	(165,9)	(122,7)	-17,1%	-26,0%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,1	0,1	0,1	0,1	5,2%	1,0%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	1,6	2,0	4,7	4,3	20,4%	-9,4%
Juros e Multa sobre Pis/Pasep e Cofins	-	-	-	(0,8)	N.D.	N.D.
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(8,7)	(10,5)	(37,5)	(28,0)	20,3%	-25,3%
Outras	(10,5)	(8,8)	(16,4)	(16,1)	-16,7%	-2,1%
Subtotal	(95,1)	(81,5)	(215,0)	(163,2)	-14,3%	-24,1%
Variação monetária e cambial líquida:						
Moeda Nacional	21,3	24,8	39,6	56,0	16,7%	41,5%
Moeda Estrangeira	(16,0)	(11,8)	(12,1)	(9,3)	-25,9%	-23,4%
Subtotal	5,3	13,0	27,5	46,7	144,6%	70,1%
Total Despesa Financeira	(89,8)	(68,5)	(187,5)	(116,4)	-23,7%	-37,9%
Total Resultado Financeiro	(30,4)	(27,6)	(57,7)	(34,6)	-9,2%	-40,1%

BALANÇO		
ATIVO (R\$ milhões)	30/06/2012	30/06/2013
CIRCULANTE	3.136,0	3.196,4
Disponibilidades	1.082,8	986,5
Contas a Receber	1.855,3	1.465,6
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(384,9)	(261,5)
Tributos e Contribuições Sociais	335,7	165,1
Estoques	62,8	64,8
Diferimento de custos tarifários	-	-
Títulos e Valores Mobiliários	-	-
Outros Créditos	184,2	776,0
NÃO-CIRCULANTE	7.760,6	7.946,0
Tributos e Contribuições Sociais	110,1	52,7
Impostos, Taxas e Contribuições	239,5	378,2
Contas a Receber	85,6	65,4
Provisão para Devedores Duvidosos	(47,7)	(28,5)
Ativo Financeiro de concessão	1.034,9	1.256,8
Outros Créditos	620,3	494,9
Investimentos	9,5	9,5
Imobilizado	7,5	4,4
Intangível	5.701,0	5.712,7
TOTAL DO ATIVO	10.896,6	11.142,4
PASSIVO (R\$ milhões)	30/06/2012	30/06/2013
CIRCULANTE	2.331,9	2.348,7
Fornecedores	1.123,6	1.357,0
Empréstimos, Financiamentos e Debentures		
Moeda Nacional	300,1	41,7
Moeda Estrangeira	0,0	0,0
Fundação CESP	-	0,1
Impostos, Taxas e Contribuições	336,8	296,5
Folha de Pagamento	1,2	0,9
Provisões	110,1	165,2
Dividendos e JSCP Declarados	21,8	64,9
Outros	438,2	422,5
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	5.745,1	6.243,2
Empréstimos, Financiamentos e Debentures		
Moeda Nacional	2.690,3	2.670,4
Moeda Estrangeira	0,0	-
Fundação CESP	2.432,8	3.109,0
Provisões	380,9	328,3
Outros	241,1	135,4
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.819,6	2.550,5
Capital Social Realizado	1.057,6	1.157,6
Reservas de Capital	16,9	17,7
Reservas de Reavaliação	1.824,2	1.334,0
Reserva legal	211,5	221,4
Reserva Especial	765,0	803,2
Lucros Acumulados	23,5	43,3
Dividendos Declarados	-	-
Plano de Pensão - Ganhos/Perdas Atuariais	(1.246,0)	(1.271,2)
Lucro do Exercício	166,9	244,5
TOTAL DO PASSIVO	10.896,6	11.142,4

Dívida - R\$ milhões	2T13
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.740,7
Fundo de Pensão	1.182,9
(-) Disponibilidades*	986,5
Dívida líquida	2.937,1

Ebitda (últimos 12 meses)	691,6
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	290,1
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	28,5
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	953,1

Despesa financeira sobre empréstimos ⁽¹⁾	(236,5)
--	----------------

Dívida líquida ⁽¹⁾/Ebitda ajustado	3,1
--	------------

Ebitda ajustado/Despesa financeira ⁽¹⁾	4,0
--	------------

* Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

Endividamento			
R\$ Milhões	Short Term	Long Term	Total
Lei 7976/89	0,0	0,0	0,0
Resolução 96/93 (Bib's)	0,01	0,00	0,01
Subtotal	0,01	0,00	0,01

	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,9	0,9	1,8
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	7,3	236,1	243,3
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	2,9	196,4	199,3
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	24,2	349,4	373,6
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	4,7	587,0	591,7
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	14,0	729,5	743,5
CCB - Bradesco	34,6	523,3	557,9
BNDES - Finame	1,5	2,9	4,5
FINEP	2,0	27,2	29,2
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	2,7	2,4	5,1
Subvenções Governamentais	-1,1	-3,3	-4,4
Subtotal	94,0	2.651,7	2.745,8
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	0,0	596,7	596,7
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	0,0	1.812,7	1.812,7
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	699,7	699,7
Total Fundação CESP	0,0	3.109,0	3.109,0
Total com Fundação CESP	94,0	5.760,8	5.854,8

Ativos e Passivos Regulatórios				
Demonstração dos Resultados	2T12	2T13	1S12	1S13
Receita Líquida	518,2	(67,7)	866,2	(25,3)
Despesas Operacionais	(249,4)	385,9	(391,3)	349,3
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(212,7)	742,7	(304,8)	653,8
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(36,7)	(356,7)	(86,6)	(304,5)
EBITDA	268,7	318,2	474,8	324,0
Receitas Financeiras	(12,0)	(14,8)	(11,1)	(24,9)
Despesas Financeiras	1,9	23,8	12,5	57,0
Resultado Financeiro	(10,1)	8,9	1,5	32,2
Resultado antes dos Tributos	258,6	327,1	476,3	356,1
Lucro (prejuízo) Líquido	258,6	327,1	476,3	356,1

Ativos e Passivos Regulatórios			
ATIVO (R\$ mil)	2012/2013	2013/2014	Total
CIRCULANTE	(73.922)	-	(73.922)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(4.021)	-	(4.021)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	(32.210)	-	(32.210)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(1.908)	-	(1.908)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	-	-
Transporte de energia - Itaipu	-	-	-
Transporte de energia pela rede básica	(683)	-	(683)
Compra de energia elétrica	(11.678)	-	(11.678)
Proinfa	(16.304)	-	(16.304)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	-	-
Reserva Global de Reversão RGR	-	-	-
Outros componentes financeiros	(7.118)	-	(7.118)
NÃO-CIRCULANTE	-	(175.781)	(175.781)
Transporte de energia pela rede básica	-	(2.493)	(2.493)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(19.120)	(19.120)
Compra de energia elétrica	-	(137.038)	(137.038)
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	(17.130)	(17.130)
TOTAL DO ATIVO	(73.922)	(175.781)	(249.703)
PASSIVO (R\$ mil)	2012/2013	2013/2014	Total
CIRCULANTE	885.816	-	885.816
Conta de Consumo de Combustível - CCC	3.966	-	3.966
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	13.137	-	13.137
Energia Itaipu - custo/variação cambial	286	-	286
Encargos do serviço do sistema - ESS	153	-	153
Transporte de energia pela rede básica	39.170	-	39.170
Transporte de energia - Itaipu	4.571	-	4.571
Compra de energia elétrica	3.463	-	3.463
Efeito Neutralidade	7.868	-	7.868
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	9.025	-	9.025
Reserva Global de Reversão RGR	4.606	-	4.606
Outros componentes financeiros	-	-	-
Revisão Tarifária - Fator Xe	36.186	-	36.186
Postergação Revisão Tarifária 2011	763.385	-	763.385
NÃO-CIRCULANTE	402.905	37.907	440.812
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	33.549	33.549
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	-
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	3.561	3.561
Transporte de energia pela rede básica	-	-	-
Transporte de energia - Itaipu	-	-	-
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	797	797
Efeito Neutralidade	-	-	-
Reserva Global de Reversão RGR	-	-	-
Outros componentes financeiros	-	-	-
Revisão Tarifária - Fator Xe	36.186	-	36.186
Postergação Revisão Tarifária 2011	366.719	-	366.719
TOTAL DO PASSIVO	1.288.721	37.907	1.326.628
TOTAL GERAL - Líquido	1.214.799	(137.874)	1.076.925

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.

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

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.