

EBITDA AJUSTADO DE R\$ 303 MILHÕES NO TRIMESTRE

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

A Companhia atingiu índice FEC de 4,13 vezes, uma redução de 10,4% quando comparado ao 2T13 e o índice DEC foi de 8,16 vezes, um incremento de 1,4% versus o 2T13. De dezembro de 2009 até hoje ambos indicadores apresentaram redução de mais de 30%.

O crescimento do mercado cativo na área de concessão da AES Eletropaulo no 2T14 foi impulsionado pelo maior consumo da classe comercial, que apresentou evolução de 4,8%, reflexo do bom desempenho do comércio no Estado de São Paulo. A classe residencial manteve-se estável quando comparada ao 2T13, enquanto a classe industrial apresentou retração no período como reflexo da menor atividade econômica.

O Ebitda Ajustado¹ foi de R\$ 302,9 milhões (Ebitda reportado negativo em R\$ 382,7 milhões) em comparação aos R\$ 299,7 milhões registrados no 2T13 (Ebitda reportado de R\$ 509,6 milhões), representando um crescimento de 1,1% em função principalmente do reajuste tarifário e do crescimento do mercado. No trimestre, a Companhia registrou prejuízo líquido de R\$ 354,4 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$ 245,3 milhões, registrado no mesmo período do ano passado. Ao desconsiderar os efeitos da variação da Parcela A, o lucro líquido ajustado seria de R\$ 49,0 milhões contra R\$ 41,7 milhões no segundo trimestre de 2013.

A AES Eletropaulo investiu R\$ 169,4 milhões no trimestre direcionados, em sua maioria, à expansão do sistema e dos serviços ao cliente, de forma a atender o crescimento do mercado e manter a trajetória de melhoria na qualidade do serviço prestado.

R\$ milhões	2T13	2T14	Var (%)
Receita Líquida	2.148,0	2.202,9	2,6%
Despesas Operacionais ¹	(1.443,4)	(2.416,3)	67,4%
EBITDA ajustado ²	299,7	302,9	1,1%
Margem EBITDA Ajustado	14,0%	13,7%	+1,6 p.p.
EBITDA	509,6	(382,7)	N.D.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	41,7	49,0	17,4%
Lucro (Prejuízo) Líquido	245,3	(354,4)	N.D.
Patrimônio Líquido (PL)	2.550,5	2.292,1	-10,1%
Investimentos (Capex)	194,9	169,4	-13,1%

Indicadores	2T13	2T14	Var (%)
Dívida Líquida ³ (R\$ milhões)	2.942,2	3.702,3	25,8%
Dívida Líquida ³ / PL (vezes)	1,2 x	1,6 x	
Dívida Líquida ³ / EBITDA Ajustado ⁴ (vezes)	3,1x	2,7x	
EBITDA Ajustado ⁴ /Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	3,7x	4,7x	

Dados operacionais	2T13	2T14	Var (%)
Mercado Total (GWh)	11.564,7	11.551,7	-0,1%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁵	137,1	192,7	40,6%
Funcionários	6.258	6.287	0,5%
Unidades Consumidoras / Funcionários	1.052	1.072	1,9%

¹ - Não inclui depreciação

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

³ - Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada

⁴ - 12 meses

⁵ - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

Barueri, 06 de agosto de 2014 - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 2º trimestre de 2014 (2T14). 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		A+	AA-	Aa2
Internacional		BB	BB	Ba1

ELPL4: R\$ 10,23 (05/08/2014)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.712 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 752 milhões

¹ Ebitda ajustado pelos efeitos de ativos e passivos regulatórios e despesas com o fundo de pensão.

DESTAQUES 2T14

Operacionais

- ↑ Redução de 0,2 p.p. nas perdas não técnicas; perdas totais de 9,9%.
- ↑ FEC reduziu-se em 10,4%, para 4,13 vezes.
- ↑ DEC de 8,16 horas, dentro do limite regulatório.
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 169,4 milhões no trimestre.

Financeiros

- ↑ Receita bruta de R\$ 3.093,8 milhões, aumento de 2,3% em relação ao 2T13.
- ↓ PMSO gerenciável de R\$ 291,9 milhões, aumento de 12,3% em função de aprimoramento no critério de capitalização de mão-de-obra pré 4º ciclo de revisão tarifária.
- ↑ Ebitda ajustado² de R\$ 302,9 milhões, incremento de 1,1%;
 - Ebitda reportado negativo de R\$ 382,7 milhões, o qual seria negativo em R\$ 164,5 milhões com a Conta ACR.
- ↑ Lucro ajustado³ de R\$ 49,0 milhões no 2T14, contra lucro ajustado de R\$ 41,7 milhões no 2T13;
 - Prejuízo líquido reportado de R\$ 354,4 milhões, o qual seria de R\$ 210,3 milhões com a Conta ACR.

Socioambiental

- ↑ Mais de 14 mil famílias beneficiadas pelo Programa “Transformação de Consumidores em Clientes”.

Regulatório

- ↑ ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia de 9,06%, com 18,66% de efeito médio aos consumidores.

² Ebitda ajustado pelos efeitos de ativos e passivos regulatórios e despesas com o fundo de pensão.

³ Lucro líquido ajustado pelos efeitos de ativos e passivos regulatórios.

DESEMPENHO OPERACIONAL

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	2T13 ²	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Residencial	4.194,3	4.188,8	8.296,8	8.398,4	-0,1%	1,2%
Comercial	2.966,0	3.107,5	6.090,5	6.481,7	4,8%	6,4%
Industrial	1.414,5	1.315,0	2.771,3	2.610,2	-7,0%	-5,8%
Demais	736,2	728,2	1.445,4	1.466,4	-1,1%	1,5%
Mercado Cativo	9.311,0	9.339,5	18.604,0	18.956,7	0,3%	1,9%
Cientes livres	2.253,7	2.212,2	4.345,6	4.374,6	-1,8%	0,7%
Mercado Total	11.564,7	11.551,7	22.949,6	23.331,4	-0,1%	1,7%

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh ¹	2T13 ²	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Residencial	4.194,3	4.188,8	8.296,8	8.398,4	-0,1%	1,2%
Comercial	3.529,5	3.677,6	7.201,2	7.659,5	4,2%	6,4%
Industrial	2.768,3	2.614,2	5.338,8	5.123,3	-5,6%	-4,0%
Demais	1.072,6	1.071,1	2.112,7	2.150,2	-0,1%	1,8%
Total	11.564,7	11.551,7	22.949,6	23.331,4	-0,1%	1,7%

1- não inclui consumo próprio

2- considera o consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 2T14 com um volume de 11.551,7 GWh, apresentando uma redução de 0,1% em relação ao 2T13. O resultado foi influenciado pelo impacto de 1,3 dia a menos de faturamento (123 GWh) que, se desconsiderado, resultaria em um crescimento do mercado total de 1,1% no 2T14. Além disso, a classe industrial apresentou um desempenho negativo no trimestre com redução de 5,6% em relação ao 2T13, refletindo a baixa atividade industrial na área de concessão da Companhia e compensando o crescimento da classe comercial.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total da AES Eletropaulo é de 81%, apresentou crescimento de 0,3% em relação ao 2T13, totalizando 9.339,5 GWh no 2T14, incluindo o impacto de 1,9 dia a menos de faturamento. Além disso, houve a migração de 1 unidade industrial e 8 unidades comerciais para o ACL (Ambiente de Contratação Livre), cujo efeito líquido totalizou 33 GWh a menos no mercado cativo. Desconsiderando o impacto da migração e de dias de faturamento, o mercado cativo crescerá 2,0% no trimestre.

No acumulado do ano, o mercado total na área de concessão da AES Eletropaulo cresceu 1,7% em comparação ao 1S13, impulsionado pelo desempenho positivo das classes residencial, comercial total (cativo e livre) e demais classes que cresceram no semestre 1,2%, 6,4% e 1,8%, respectivamente. As altas temperaturas ficaram, em média, 2,5°C acima da média histórica no 1T14 e estimularam o uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado. Além disso, o bom desempenho da atividade comercial no Estado de São Paulo e o crescimento da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP)⁴ contribuíram para o aumento do consumo. O semestre apresentou 1,7 dias a menos de faturamento (-173 GWh) e, se esse efeito fosse excluído, o mercado total crescerá 2,6%.

A classe industrial total (cativo e livre) retraiu 4,0% no acumulado do ano. No entanto, a maior parte dos contratos firmados pela classe industrial se baseiam em demanda contratada, onde estão alocadas as margens da Companhia. Na maioria desses casos não há margem associada ao volume de energia consumido. A demanda contratada na classe industrial total atingiu 10.651 MW, um incremento de 0,5% quando comparada ao 2T13 (10.594 MW). No semestre, o aumento de demanda foi de 0,3% (21.365 MW no 1S14).

⁴ Pesquisa Mensal de Emprego (PME) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 4.188,8 GWh no 2T14, uma redução de 0,1% em relação ao 2T13, devido, principalmente, ao impacto negativo de um dia a menos de faturamento (-46 GWh). Desconsiderando esse efeito a classe residencial cresceria 1,0% no trimestre, refletindo o aumento de 1,2% da renda real da RMSP no trimestre.

No 1S14 a classe residencial cresceu 1,2%, influenciada positivamente pelos seguintes fatores: (i) incremento de 97 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2014; e (ii) aumento de 2,5°C nas temperaturas máximas, em média, em comparação às temperaturas registradas no 1T13. O semestre apresentou 1,3 dia a menos de faturamento (-54 GWh), o qual se desconsiderado, faria com que a classe residencial crescesse 1,9% no 1S14, refletindo o aumento de 1,6% da renda real da RMSP no acumulado até junho/14.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 3.107,5 GWh no 2T14, um crescimento de 4,8% em comparação ao 2T13, que não foi melhor em função do impacto de 1,5 dia a menos de faturamento (-44 GWh) e da migração de clientes para o ACL (-16 GWh). Desconsiderando esses efeitos, a classe comercial cresceria 6,8% no 2T14.

No 1S14, a classe comercial cresceu 6,4% influenciada (i) pelas altas temperaturas do 1T14, que influenciaram o uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado; (ii) pelo bom desempenho do comércio no Estado de São Paulo⁵, que cresceu 5,0% no acumulado até maio/14; (iii) pela migração de clientes ao ACL (-66 GWh); e (iv) por 2 dias a menos de faturamento (-71 GWh). Desconsiderando esses efeitos, a classe cresceria 8,7% no semestre.

Industrial

No 2T14 o consumo da classe industrial cativa reduziu-se em 7,0% na comparação com o 2T13, totalizando 1.315,0 GWh, devido à: (i) 1,4 dia a menos de faturamento (-22 GWh); (ii) migração de clientes ao mercado livre (-21 GWh); e (iii) queda de 6,1% na atividade industrial no Estado de São Paulo⁶, nos meses de abril e maio. Excluídos os efeitos da migração de clientes para o ACL e de dias de faturamento, a classe industrial cativa decresceria 4,1% no período.

No 1S14 a classe industrial cativa apresentou redução de 5,8% no consumo quando comparada ao 1S13, devido à: (i) a queda de 4,7% na produção industrial do Estado de São Paulo⁷ no acumulado até maio/14; (ii) à migração de clientes ao ACL (-50 GWh); e (iii) 1,9 dia a menos de faturamento (-33 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes para o ACL e de dias de faturamento, a classe industrial cativa se reduziria em 2,9% no semestre.

O consumo da classe industrial, conforme anteriormente mencionado, impacta marginalmente o Ebitda da Companhia, dado que seus contratos se baseiam em demanda contratada e na maior parte desses casos não há margem associada ao volume de energia consumido.

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

O consumo cativo das demais classes foi de 728,2 GWh no 2T14, uma redução de 1,1% em relação ao 2T13, impactada por 1,3 dia a menos de faturamento no período (-11 GWh) e pela antecipação das férias escolares em função da Copa do Mundo. Desconsiderado o efeito de dias de faturamento, as demais classes cresceriam 0,3% no trimestre.

⁵ Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

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

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

No 1S14 as demais classes cresceram 1,5% em relação ao 1S13. Esse crescimento deve-se ao aumento de 1,9% no consumo da classe de poder público, em função das altas temperaturas no 1T14, que influenciaram o uso de aparelhos de climatização e ar-condicionado. Desconsiderado o efeito de 1,8 dias a menos de faturamento (-15 GWh), o consumo das demais classes cresceria 2,5%.

Cientes Livres

No 2T14 9 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 unidade consumidora retornou ao ACR, totalizando 547 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.212,2 GWh no 2T14, uma redução de 1,8% quando comparado ao 2T13 devido principalmente ao baixo desempenho da atividade industrial. No trimestre, o efeito no consumo da migração entre o ACL e o ACR foi de 33 GWh. Desconsiderados os efeitos de migração, unidades desligadas e ligadas, o mercado de clientes livres se reduziria 2,6%.

No 1S14 14 unidades consumidoras migraram para o ACL e 3 unidades retornaram para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 109 GWh no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Nesse período, o mercado faturado dos clientes livres aumentou 0,7% devido à migração de clientes para o ACL. Desconsiderado esse efeito, o mercado de clientes livres reduziria 1,2%.

Cientes Livres	Período ³	número de unidades	GWh Faturado	Período ³	número de unidades	GWh Faturado no ano
Total de unidades	1T14	537	2.162	2T13	527	8.412
Saída para Rede Básica	2T14	0	0	últimos 12 meses	0	0
Unidades Desligadas	2T14	0	-14	últimos 12 meses	-4	-34
Unidades Novas	2T14	1	0,5	últimos 12 meses	1	0,5
Migração para ACL ¹	2T14	9	37	últimos 12 meses	27	457
Retorno para o ACR ²	2T14	0	-3,9	últimos 12 meses	-4	-15
Total de unidades	2T14	547	2.212	2T14	547	8.771

1 - ACL = Ambiente de Contratação Livre

2 - ACR = Ambiente de Contratação Regulado

3 - Último mês do período

BALANÇO ENERGÉTICO⁸

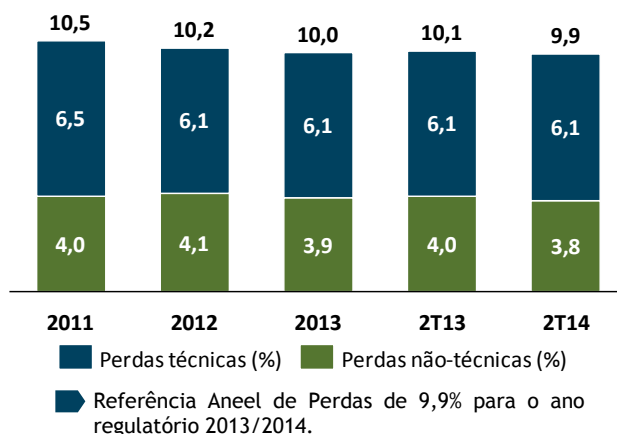
SUPRIMENTO (GWh)		Energia Requerida 10.752		FATURAMENTO (GWh)	
Bilateral Tietê	2.354	→	→	4.078	Residencial
Itaipu	2.388			3.219	Comercial
Outros bilaterais	-			1.315	Industrial
PROINFA	229			728	P. Público e Outros
Leilão (hídrica)	3.415			10	Consumo próprio
Leilão (térmica)	1.921			245	Perda (transmissão)
CCEE	443			1.158	Perda (distribuição)

A AES Eletropaulo encerrou o 2T14 com um nível de contratação de energia equivalente a 95,9% da sua carga cativa. A subcontratação ocorreu, principalmente, devido ao cancelamento de contratos oriundos de leilões de energia nova (CCEARs), à insuficiência de cotas decorrente da Lei n.º 12.783/2013, ao cancelamento do Leilão A-1 de 2012 e à frustração nos Leilões A-0 e A-1 de 2013 (parcial). Em função dessa subcontratação a distribuidora adquire energia no mercado de curto prazo, e tal exposição é reconhecida pela ANEEL como involuntária, o que exime a distribuidora de penalidades.

No 2T14, a AES Eletropaulo recebeu repasse da Conta ACR no montante de R\$ 336,0 milhões relativo a custos incorridos em abril de 2014 (R\$ 195,9 milhões) e ajuste da provisão realizada em março de 2014 (R\$ 140,0 milhões).

No último dia 30 de abril foi realizado o Leilão A-0 de energia com o objetivo de reestabelecer o nível de contratação das distribuidoras em 2014 e minimizar os impactos do custo de energia ao consumidor. A AES Eletropaulo adquiriu nesse leilão 68 MW médios. Posteriormente ao leilão, a ANEEL postergou o fornecimento de energia decorrente dos contratos do 12º Leilão de Energia. Com isso, o nível de contratação médio da Companhia para o 2S14 é de 103,6% e para o ano de 2014 é de 98%.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)



⁸ O balanço energético reflete os números do 2T14 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em junho de 2014. Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por ela estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

O percentual de perdas é a taxa obtida com a divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (51.805 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,9%, sendo estas divididas entre perdas técnicas (6,1%) e não técnicas (3,7%). Em comparação ao 2T13, as perdas totais apresentaram redução de 0,2 p.p., em função das ações implementadas pela Companhia para redução da parcela não técnica. Nesse cenário, a AES Eletropaulo passou a intensificar suas ações de redução de perdas não técnicas para os segmentos de baixa renda e 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 pela legislação. No 2T14 mais de 7,7 mil famílias foram cadastradas.

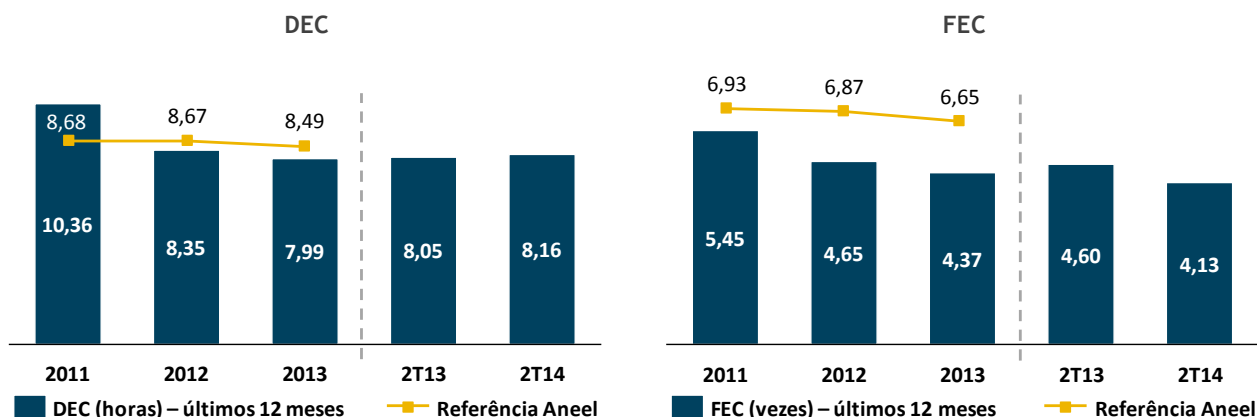
Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

- (i) **inspeções de fraude:** a taxa de assertividade do 2T14 foi de 15,9%. Nesse período foram realizadas 109,9 mil inspeções e identificadas 17,5 mil irregularidades, enquanto no 2T13 foram realizadas 103,4 mil inspeções e identificadas 20,4 mil irregularidades. No acumulado do ano, foram 30,0 mil irregularidades identificadas, contra 33,9 mil no 1S13;
- (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 2T14, foram realizadas 80 mil visitas e recuperadas 11,8 mil instalações, ante 113,4 mil visitas realizadas e 16,7 mil instalações recuperadas no 2T13. No 1S14 foram recuperadas 25,6 mil instalações, contra 29,6 mil no 1S13; e
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 2T14, foram regularizadas 15,2 mil ligações informais, contra 19,7 mil no 2T13. No acumulado do ano foram regularizadas 26,7 mil ligações informais, contra 33,9 mil no 1S13. Para 2014, a meta é regularizar 50 mil ligações informais.

No 2T14, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 35,2 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 156,3 GWh de energia (*versus* 132,5 GWh no 2T13). No acumulado do ano, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 70,0 milhões e acrescentaram ao mercado faturado 311,1 GWh de energia. Esses montantes estão divididos da seguinte forma:

- (i) R\$ 11,5 milhões (53,2 GWh) no 2T14 e R\$ 22,8 milhões (105,5 GWh) no 1S14 em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 11,0 milhões (48,0 GWh) no 2T14 e R\$ 20,5 milhões (89,5 GWh) no 1S14 como resultado da regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 4,6 milhões (19,8 GWh) no 2T14 e R\$ 9,7 milhões (41,8 GWh) no 1S14 referente à energia adicionada na recuperação de clientes cortados; e
- (iv) R\$ 8,1 milhões (35,3 GWh) no 2T14 e R\$ 17,0 milhões (74,3 GWh) no 1S14 em outras iniciativas de combate às perdas comerciais.

DEC e FEC - (últimos 12 meses)



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

O DEC atingiu 8,16 horas nos últimos 12 meses findos em 30 de junho de 2014 e apresentou elevação de 1,4% em relação ao mesmo período de 2013 (8,05 horas). De dezembro de 2009 a junho de 2014, a redução foi de 31,2%. O índice FEC dos últimos 12 meses foi de 4,13 vezes, uma redução de 10,4% em comparação ao ano anterior (4,61 vezes). De dezembro de 2009 a junho de 2014, a redução foi de 33,1%. Os limites definidos pelo regulador para os indicadores de qualidade em 2014 são de 8,29 horas para o DEC e 6,36 vezes para o FEC.

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

No 2T14, as penalidades pagas pela Companhia aos seus clientes por transgressões dos indicadores de DIC, FIC, DMIC e DICRI totalizaram R\$ 4,7 milhões, valor 16,7% inferior aos R\$ 5,7 milhões do 2T13. A queda do valor pago pelas transgressões é resultado da intensificação das ações voltadas para a melhoria da qualidade dos serviços prestados.

REGULATÓRIO

Decisões da Aneel sobre o Processo Específico e o Pedido de Reconsideração da Trajetória de Perdas

Em 01 de Julho de 2014, a ANEEL, em reunião pública da sua Diretoria, deliberou o pedido de reconsideração da Companhia sobre análise da procedência do recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua 3ª Revisão Tarifária Periódica (“3RTP”) para eventual desconto e restituição de parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (Processo nº 48500.006159/2012-75 - “Processo Específico”); e o pedido de reconsideração da trajetória de redução de perdas não técnicas do 3º CRTPT (“Pedido de Reconsideração da Trajetória de Perdas”).

No âmbito do Processo Específico, a Aneel manteve a decisão tomada em dezembro de 2013 e decidiu pela devolução das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente em até quatro eventos tarifários e abriu a possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e não considerados na Base de Remuneração Regulatória.

Em 03 de julho de 2014, a Companhia ingressou com o novo pedido de reconsideração, requerendo a revisão da decisão na parte em que não acolheu o pedido subsidiário de recálculo tarifário, em vista do

subdimensionamento de outros ativos de serviço existentes. Na mesma data, a Companhia requereu a extensão da medida liminar até o julgamento definitivo do novo pedido de reconsideração realizado pela Companhia.

Em 9 de julho de 2014, a extensão da liminar foi concedida até o julgamento final do novo pedido de reconsideração realizado pela Companhia.

Em 16 de julho de 2014, o Diretor Geral da ANEEL, monocraticamente, negou conhecimento ao novo pedido de reconsideração protocolado pela Companhia em 3 de julho de 2014, sob o fundamento de que a discussão na esfera administrativa se encontrava exaurida.

Em 18 de julho de 2014, a Companhia interpôs recurso na ANEEL, alegando que o pedido de reconsideração deve ser julgado pela Diretoria da ANEEL e que diante do fato do processo administrativo não estar concluído, a liminar obtida permanece vigente.

No que diz respeito ao Pedido de Reconsideração da Trajetória de Perdas, foi mantida a trajetória de redução de perdas não técnicas definida no 3º CRTP, sem qualquer efeito no resultado da Companhia.

Reajuste Tarifário

Em 03 de Julho de 2014, a ANEEL, em reunião pública da sua Diretoria, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2014 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2014 ("IRT 2014").

A ANEEL aprovou um índice de reajuste tarifário à Companhia de 9,06%, composto por reajuste econômico de +12,04% e componente financeiro de -2,99%, resultando em um efeito médio de 18,66% a ser percebido pelos consumidores.

A Parcela A foi reajustada em 14,08%, representando 10,45% no reajuste econômico, impulsionado principalmente pela compra de energia que representa 6,63% do reajuste econômico (11,02% do reajuste total).

A Parcela B foi reajustada em 6,18%, representando uma participação de 1,60% no reajuste econômico. O reajuste é composto pelo IGPM de 7,21% no período de 12 meses findos em 30 de junho de 2014, ajustado pelo Fator X de 1,03%, composto pelos ganhos de produtividade previamente definidos na 3RTP.

A ANEEL decidiu pela restituição de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente no valor de R\$ 326 milhões gerando um impacto de -3,30% no reajuste total. Como exposto acima, a Companhia vem tomando todas as medidas legais cabíveis para reverter a decisão da ANEEL.

O índice de reajuste tarifário é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	1,61%
	Energia Comprada	6,63%
	Encargos de Transmissão	2,21%
	Parcela A	10,45%
Parcela B		1,60%
Reajuste Econômico		12,04%
CVA Total		2,67%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		1,73%
Ajuste Financeiro da Revisão Tarifária de 2011		-4,08%
Impacto ativo possivelmente inexistente (50%)		-3,30%
Reajuste Total		9,06%
Efeito para o consumidor		18,66%

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.093,8 milhões no 2T14, um aumento de R\$ 68,2 milhões, ou 2,3%, quando comparada aos R\$ 3.025,6 milhões no 2T13, mesmo com a amortização de R\$ 181,5 milhões da parcela relativa aos 67,55% do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da Terceira Revisão Tarifária Periódica (3RTP). Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 57,9 milhões com outras receitas, desconsiderada a receita de construção, como resultado, sobretudo, do ressarcimento que as geradoras térmicas arcam por descumprirem a disponibilidade contratada com a AES Eletropaulo, quando despachadas pelo ONS (R\$ 34,5 milhões), e tal efeito será neutralizado pela CVA; e
- (ii) aumento de 1,3% (R\$ 35,8 milhões) na receita total de fornecimento, em função do crescimento do mercado e da tarifa.

No 1S14, a receita operacional bruta totalizou R\$ 6.288,7, uma redução de 0,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. Essa variação é explicada pela redução de 2,8% na receita de fornecimento, resultado da amortização de R\$ 363,0 milhões da parcela relativa aos 67,55% do passivo regulatório formado em função da 3RTP, parcialmente compensada pelo ressarcimento realizado pelas geradoras térmicas nos casos de indisponibilidade e pelo maior reembolso de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para subsídio de tarifas de baixa renda, acompanhando o crescimento deste segmento.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 28,8% da receita operacional bruta no 2T14, totalizando R\$ 890,9 milhões. Na comparação com o 2T13, as deduções aumentaram R\$ 13,2 milhões. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pelo aumento de R\$ 22,4 milhões com encargos da CDE; compensado em parte
- (ii) pela redução de R\$ 13,0 milhões em PIS e COFINS devido a menor base de cálculo tributável.

No 1S14, as deduções somaram R\$ 1.835,1 milhões, uma queda de 1,9% em relação ao 1S13. A variação é explicada principalmente pela queda de R\$ 44,4 com ICMS e de R\$ 16,1 milhões com PIS e COFINS em função da menor base tributável, compensando em parte pelo aumento no encargo da CDE (R\$ 44,8 milhões).

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 2.202,9 milhões no 2T14, um aumento de 2,6% (R\$ 55,0 milhões) quando comparada ao 2T13, mesmo com a amortização de R\$ 181,5 milhões da parcela relativa aos 67,55% do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP. O resultado é explicado pelo crescimento da receita de fornecimento (R\$ 35,8 milhões) e das outras receitas, desconsiderando a receita de construção que tem efeito nulo no resultado (R\$ 57,9 milhões), parcialmente compensando pelo aumento da deduções de CDE e redução com PIS e COFINS, dada a menor base de cálculo tributável.

No 1S14, a receita operacional líquida foi de R\$ 4.453,6 milhões, 0,3% maior que o registrado no 1S13 (R\$ 4.438,4 milhões), mesmo com a amortização de R\$ 363,0 milhões da parcela relativa aos 67,55% do passivo regulatório formado por conta da 3RTP. O resultado é explicado pelo ressarcimento realizado pelas geradoras térmicas nos casos de indisponibilidade, maior repasse de recursos da CDE para subsídio de tarifas de baixa renda e menor PIS e COFINS, compensando em parte pela redução da receita de fornecimento e pelo aumento no encargo de CDE.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo totalizaram R\$ 2.416,3 milhões no 2T14, um aumento de 67,4% em relação ao 2T13. No 1S14, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 4.697,1 milhões, um incremento de 35,7% em relação ao 1S13. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Despesas Operacionais - em R\$ milhões*	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Parcela A	1.097,2	2.014,2	2.644,6	3.886,3	83,6%	46,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.019,6	1.981,4	2.458,2	3.668,8	94,3%	49,2%
Transmissão	71,7	28,9	174,6	209,5	-59,8%	20,0%
Taxa de fiscalização Aneel	5,9	4,0	11,9	7,9	-33,0%	-33,0%
PMSO	346,1	402,0	816,3	810,9	16,1%	-0,7%
Pessoal e Entidade de Previdência	210,1	228,0	420,7	449,3	8,5%	6,8%
Pessoal	121,6	156,6	243,8	306,4	28,7%	25,7%
Entidade de Previdência Privada	88,5	71,4	176,9	142,9	-19,3%	-19,2%
Materiais	12,7	10,4	22,5	20,7	-17,8%	-8,0%
Serviços de Terceiros	104,9	115,0	228,8	222,8	9,6%	-2,6%
Outros	18,5	48,7	144,2	118,0	162,8%	-18,2%
Total	1.443,4	2.416,3	3.460,9	4.697,1	67,4%	35,7%

Parcela A

De acordo com a metodologia de revisão tarifária, as despesas classificadas como “Parcela A” são repassadas à tarifa. Com a adoção do IFRS, a contabilidade da Companhia não reflete mais os valores referentes à Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA. No entanto, a apuração da CVA na contabilidade regulatória continua sendo realizada para atender às exigências da Aneel, permanecendo o seu controle inalterado. Detalhes podem ser consultados na página 18 deste Release e na Nota Explicativa n.º 35 das Demonstrações Contábeis da Companhia.

Despesa com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T14, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 94,3% (R\$ 961,9 milhões) em comparação ao 2T13, totalizando R\$ 1.981,4 milhões. Essa variação é resultado do aumento de 40,6% no preço médio da energia comprada, em função, sobretudo, da variação no PLD médio no submercado Sudeste e Centro-Oeste (de R\$ 292,1/MWh no 2T13 para R\$ 786,7/MWh no 2T14). A despesa foi parcialmente compensada pelo repasse de recursos por meio da Conta-ACR, no montante de R\$ 336,0 milhões, dos quais R\$ 210,9 milhões referem-se à exposição de curto prazo e R\$ 125,1 milhões referem-se ao despacho térmico.

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

- (i) **Energia no curto prazo:** custos R\$ 379,6 milhões maiores do que o registrado no 2T13 em função do maior volume de energia comprada na CCEE e maior PLD no período;
- (ii) **Leilões:** custos R\$ 531,5 milhões maiores, resultado do aumento no volume e no preço médio, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** maior volume de energia comprada em 2,9% e preço médio superior em 94,4%, totalizando R\$ 381,5 milhões;
 - b. **Hídricas:** aumento de 65,1% no preço médio e de 1,1% no volume de energia comprada, totalizando R\$ 150,0 milhões.

(iii) **AES Tietê:** redução de R\$ 60,2 milhões, em função do menor volume contratado em 16,9% e do reajuste de 6,3% no preço do contrato, ocorrido em julho de 2013; e

(iv) **Itaipu:** aumento de R\$ 10,4 milhões, devido ao maior preço médio desse contrato em 7,6% (reflexo da maior cotação do dólar na comparação entre os períodos), compensado em parte pelo menor volume adquirido no período em 3,8%.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte - (R\$/MWh)	2T13	2T14	1S13	1S14	Part.% 2T13	Part.% 2T14	Part.% 1S13	Part.% 1S14
AES Tietê	182,7	194,2	182,7	194,2	27,3%	23,9%	28,3%	23,7%
Itaipu	118,7	127,8	115,9	130,6	24,0%	24,3%	23,5%	24,0%
Leilão	120,4	222,4	124,6	196,9	48,5%	51,9%	48,2%	52,3%
Térmica	228,9	444,9	235,1	351,5	16,1%	17,4%	15,8%	17,8%
Hídrica	66,6	110,0	70,6	117,0	32,4%	34,5%	32,4%	34,5%
Tarifa (R\$/MWh)	137,1	192,7	139,0	180,3	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprada por Fonte* - (MWh)	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
AES Tietê	2.832	2.354	5.890	4.683	-16,9%	-20,5%
Itaipu	2.486	2.391	4.887	4.742	-3,8%	-3,0%
Leilões	5.027	5.152	10.022	10.363	2,5%	3,4%
Térmica	1.667	1.715	3.288	3.516	2,9%	6,9%
Hídrica	3.360	3.303	6.734	6.713	-1,7%	-0,3%
Energia no Curto Prazo	364	618	490	1.951	69,8%	298,3%
Outros	227	229	452	447	0,9%	-1,1%
Volume (GWh)	10.945,4	10.744,7	21.750,6	22.187,6	-1,9%	2,0%

* de acordo com o balanço energético

Despesas com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 28,9 milhões no 2T14, uma redução de 59,8% em comparação ao 2T13. Tal redução se deve principalmente pelo efeito positivo na liquidação da CCEE de R\$ 159,3 milhões de ajuste financeiro referente ao alívio retroativo do Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e do recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) determinado pela ANEEL.

No 1S14 as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão apresentaram um aumento de 20% em comparação ao 1S13. O aumento de 55% da tarifa TUST, determinado pela ANEEL para o ciclo 2014-2015, gerou um encargo de uso da Rede Básica 14,7% maior (R\$ 28,7 milhões).

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 2T14, o PMSO reportado foi de R\$ 402,0 milhões, um aumento de 16,1%, ou R\$ 55,9 milhões, em comparação ao mesmo período de 2013. As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram aumento de 12,3% em relação ao 2T13, em termos nominais.

No acumulado do ano, o PMSO reportado foi de R\$ 810,9 milhões, uma queda de 0,7%, ou R\$ 5,4 milhões, em comparação com o 1S13. As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram aumento de 8,4% em relação ao 1S13, em termos nominais.

PMSO - em R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T13 x 2T14	Var (%) 1S14 x 1S13
Pessoal	210,1	228,0	420,7	449,3	8,5%	6,8%
Material	12,7	10,4	22,5	20,7	-17,8%	-8,0%
Serviços de Terceiros	104,9	115,0	228,8	222,8	9,6%	-2,6%
Outras despesas	18,5	48,7	144,2	118,0	162,8%	-18,2%
PMSO - reportado	346,1	402,0	816,3	810,9	16,1%	-0,7%
Entidade de Previdência Privada	88,5	71,4	176,9	142,9	-19,3%	-19,2%
PCLD e Baixas	(35,8)	24,0	(1,0)	33,6	-167,1%	-3515,3%
Provisão de litígios e contingências, líquida	13,8	10,9	48,2	33,9	-21,2%	-29,6%
Outros	19,6	3,7	41,1	3,4	-80,9%	-91,7%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	260,0	291,9	551,0	597,0	12,3%	8,4%
PMSO - (2013 ajustado pelo IGPM)	276,3	291,9	585,4	597,0	5,7%	2,0%

Pessoal

Pessoal - em R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T13 x 2T14	Var (%) 1S14 x 1S13
Pessoal e Encargos	121,6	156,6	243,8	306,4	28,7%	25,7%
Entidade de Previdência Privada	88,5	71,4	176,9	142,9	-19,3%	-19,2%
Total	210,1	228,0	420,7	449,3	8,5%	6,8%

- Despesas com Pessoal e Encargos**

No 2T14, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 156,6 milhões, um aumento de 28,7% em comparação ao 2T13. Essa variação deve-se, sobretudo, ao efeito do aprimoramento no critério de rateio de mão-de-obra própria entre Opex e Capex (R\$ 12,0 milhões) como preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária, a ser implementado em 2015 pela ANEEL. Além disso, afetaram a linha de pessoal o reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo (R\$ 10,0 milhões), a internalização de equipes de emergência e combate à fraude ocorrida em abril de 2013 (R\$ 5,0 milhões) e a reversão de PLR de R\$ 4,4 milhões, também referente a 2013.

No 1S14, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 306,4 milhões, um aumento de 25,7% em comparação ao 1S13. Essa variação deve-se ao efeito da mudança no critério de rateio de mão-de-obra própria entre Opex e Capex (R\$ 16,2 milhões), ao reajuste de remuneração e benefícios (R\$ 26,3 milhões), à internalização de equipes (R\$ 10,4 milhões) e ao efeito não recorrente, no 1T13, com reversão de provisão do programa de incentivo à aposentadoria (R\$ 3,2 milhões).

- Despesa com Entidade de Previdência Privada**

No 2T14, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 71,4 milhões, uma redução de 19,3% em comparação ao 2T13. Essa redução decorre do aumento da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 3,75%, no encerramento de 2012, para 6,4% no recálculo de dezembro de 2013.

No 1S14, a despesa com entidade de previdência privada foi de R\$ 142,9 milhões, uma redução de 19,2% em comparação ao 1S13, decorrente da diferença na taxa de desconto, conforme mencionado.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 2T14, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 125,4 milhões, um incremento de 6,6% (R\$ 7,8 milhões) em comparação ao 2T13. Essa variação deve-se principalmente aos custos com terceirização de lojas (R\$ 4,4 milhões) e aos custos para adequação ao sistema de Bandeira Tarifária (R\$ 2,5 milhões).

No 1S14 as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 243,5 milhões, uma redução de 3,1% em comparação ao 1S13. Esse desempenho é explicado por custos não recorrentes no 1T13 referente

a rescisões contratuais, internalização de equipes de emergência, compensando por uma redução de R\$ 6,4 milhões com menores custos com call center.

Outras despesas operacionais

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

Outras Despesas Operacionais - em R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T13 x 2T14	Var (%) 1S14 x 1S13
PCLD e Baixas	(35,8)	24,0	(1,0)	33,6	N.D.	N.D.
Provisão de litígios e contingências, líquida	13,8	10,9	48,2	33,9	-21,2%	-29,6%
Demais *	40,5	13,8	97,0	50,5	-66,0%	-47,9%
Total	18,5	48,7	144,2	118,0	162,8%	-18,2%

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

No 2T14, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 48,7 milhões, um incremento de 162,8% em comparação aos R\$ 18,5 milhões registrados no 2T13. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) evento não recorrente, no 2T13, de reversão da PCLD no montante de R\$ 59,3 milhões referente aos Termos de Confissão de Dívida (TCD) de clientes adimplentes e que quitaram um montante superior a 30% do valor total negociado;
- (ii) redução de despesas com desativação e baixas de ativos (R\$ 19,3 milhões no 2T13 para R\$ 6,6 milhões no 2T14); e
- (iii) alienação do edifício da Rua Tabatiguera no 2T14 (R\$ 24,1 milhões).

No 1S14, o grupo de outras despesas operacionais atingiu R\$ 118,0 milhões, uma redução de 18,2% em comparação ao 1S13, também explicada pela reversão de PCLD referente aos Termos de Confissão de Dívida (TCD), conforme explicado acima. Além disso, houve o efeito não recorrente no 1T13 com provisão de caso cível de rescisão contratual, no montante de R\$ 20,5 milhões, parcialmente compensando pela redução de despesas com desativação e baixas de ativos (R\$ 42,2 milhões).

EBITDA AJUSTADO

No 2T14, o Ebitda Ajustado (pelos efeitos da variação na Parcela A e despesas com o fundo de pensão) foi de R\$ 302,9 milhões, contra R\$ 299,7 milhões no 2T13. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 76,1 milhões de crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas; parcialmente compensado por
- (ii) R\$ 31,9 milhões decorrente das maiores com PMSO gerenciável, incluindo R\$ 12,0 milhões de impacto negativo em função do aprimoramento no processo de contabilização de custos; e
- (iii) R\$ 41,0 milhões com maiores despesas com PMSO não gerenciável.

No 1S14, o Ebitda ajustado foi de R\$ 622,0 milhões, um crescimento de 21,8%, ou R\$ 111,5 milhões. O aumento é explicado pelo impacto positivo de R\$ 140,1 milhões com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas, compensando pela maior despesa com PMSO, em R\$ 28,6 milhões.

O Ebitda reportado no 2T14 foi negativo em R\$ 382,7 milhões, ante um resultado positivo de R\$ 509,6 milhões no 2T13, principalmente pela variação do custo com compra de energia e pela devolução de R\$181,5 milhões referente à amortização do passivo regulatório formado com a postergação, pela Aneel, da 3RTP. No 1S14, o Ebitda reportado foi negativo em R\$ 548,7 milhões, ante um resultado positivo de R\$ 637,7 milhões no 1S13, principalmente em função dos custos com compra de energia e da devolução de R\$362,4 milhões referente à amortização do passivo regulatório, conforme mencionado acima. Caso a Companhia tivesse recebido os aportes de recursos da Conta-ACR referentes a maio e junho (R\$ 218,2 milhões), o Ebitda teria sido negativo em R\$ 164,5 milhões no 2T14 e R\$ 330,5 milhões no 1S14.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 2T14 uma despesa financeira de R\$ 46,1 milhões, ante uma despesa financeira de R\$ 27,6 milhões no 2T13. Esse desempenho é explicado, principalmente, por:

- (i) despesa financeira líquida (rendimentos das aplicações versus encargos da dívida) de R\$ 22,7 milhões, em função da maior taxa de juros no período (CDI no 2T14 de 10,80%, contra 7,72% no 2T13);
- (ii) redução de R\$ 12,1 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão; e
- (iii) pelo impacto positivo de R\$ 17,4 milhões em função da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu.

No 1S14, a Companhia registrou uma despesa financeira de R\$ 50,6 milhões, ante uma despesa financeira de R\$ 34,6 milhões no 1S13. Esse desempenho é explicado por um efeito negativo líquido do CDI no montante de R\$ 38,7 milhões em função do aumento da taxa de juros e do menor saldo de aplicações, parcialmente compensado pelo reconhecimento de R\$ 14,9 milhões referente à atualização monetária do valor justo dos ativos de concessão⁹.

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 34,7 milhões no 2T14, um decréscimo de 15,2% em relação aos R\$ 40,9 milhões registrados no 2T13. Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

- (i) redução de R\$ 3,7 milhões nos rendimentos com aplicações financeiras, dado o menor saldo médio de aplicações no período (R\$ 440,1 milhões no 2T14, contra R\$ 825,8 milhões no 2T13);
- (ii) redução de R\$ 2,1 milhões na receita com acréscimo moratório sobre contas em atraso.

No 1S14, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 71,3 milhões, uma redução de 12,9% em comparação ao 1S13 (R\$ 81,9 milhões). Essa variação deve-se, principalmente:

- (i) redução de R\$ 7,2 milhões na receita com acréscimo moratório sobre contas em atraso;
- (ii) maior rendimento das aplicações financeiras no período (R\$ 4,1 milhões).

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 2T14 totalizaram R\$ 100,7 milhões, um aumento de 23,5% em comparação ao 2T13. Essa variação é explicada, principalmente:

- (i) pelo aumento de R\$ 19,1 milhões com encargos de dívida, em função do aumento registrado na taxa de juros durante o período; parcialmente compensado;
- (ii) pela redução de R\$ 0,9 milhão em multas aplicadas por transgressão aos indicadores DIC, FIC e DMIC.

No 1S14, as despesas financeiras atingiram R\$ 203,3 milhões, um aumento de 24,6% em comparação ao 1S13. Essa variação deve-se, principalmente:

- (i) ao aumento de R\$ 42,8 milhões nas despesas com encargos de dívida, em função da maior taxa de juros no período; parcialmente compensado;
- (iii) pela redução de R\$ 2,6 milhões em multas aplicadas por transgressão aos indicadores DIC, FIC e DMIC.

⁹ Investimentos que não serão totalmente depreciados até o final da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 3 das Demonstrações Financeiras.

Variações Monetárias e Cambiais Líquidas

No 2T14, as variações monetárias e cambiais líquidas apresentaram uma receita de R\$ 19,8 milhões, um incremento de R\$ 6,8 milhões em comparação ao 2T13, o qual pode ser explicado:

- (i) pelo impacto positivo de R\$ 17,4 milhões em função da variação cambial sobre o valor da energia comprada de Itaipu; parcialmente compensado
- (ii) pelo impacto negativo de R\$ 12,1 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão;

No acumulado do ano, as variações monetárias e cambiais líquidas totalizaram uma receita de R\$ 81,4 milhões, superior em 74,2% ao montante auferido no mesmo período de 2013. Tal acréscimo é devido ao:

- (i) impacto positivo de R\$ 14,9 milhões relativo à atualização do valor justo dos ativos de concessão; e
- (ii) pelo impacto positivo de R\$ 19,0 milhões relativo à variação cambial sobre a energia comprada de Itaipu.

LUCRO LÍQUIDO AJUSTADO

No 2T14, o lucro líquido da Companhia ajustado pelos efeitos com variação da Parcela A foi de R\$ 49,0 milhões, aumento de 17,4% quando comparado ao resultado de R\$ 41,7 milhões no 2T13. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) R\$ 40,1 milhões de impacto positivo com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas; parcialmente compensado por
- (ii) R\$ 17,3 milhões de aumento do Opex, incluindo a redução de R\$ 11,3 milhões nas despesas com previdência privada;

No 1S14, a Companhia registrou um lucro líquido ajustado de R\$ 129,1 milhões, contra um lucro líquido ajustado de R\$ 21,8 milhões no 1S13. O desempenho é explicado pelo impacto positivo de R\$ 80,1 milhões com crescimento do mercado, reajuste tarifário e ganho com perdas, R\$ 19,4 milhões com maior Opex, incluindo previdência privada, e de R\$ 6,7 milhões de aumento com com depreciação e resultado financeiro.

O resultado reportado foi um prejuízo líquido de R\$ 354,4 milhões, contra um lucro líquido de R\$ 245,3 milhões no mesmo período do ano anterior, em função, principalmente, das maiores despesas com compra de energia, compensando em parte pelo impacto positivo com os itens mencionados acima. No 1S14, a Companhia registrou um prejuízo líquido reportado de R\$ 537,9 milhões, ante um lucro líquido de R\$ 244,5 milhões no 1S13. Caso a Companhia tivesse recebido os aportes de recursos da Conta ACR referentes a maio e junho, o prejuízo líquido seria de R\$ 210,3 milhões no 2T14 e R\$ 393,8 milhões no 1S14.

ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

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

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

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

Ativos e Passivos Regulatórios	2T13	2T14	1S13	1S14
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	314,5	(452,3)	335,3	(673,1)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	12,6	(193,4)	20,8	(386,4)
Total	327,1	(645,7)	356,1	(1.059,4)

No 2T14, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 645,7 milhões no resultado da Companhia, dos quais R\$ 452,3 milhões correspondem a itens a serem compensados em ciclos futuros e R\$ 193,4 milhões correspondem a itens regulatórios de ciclos anteriores. Esse montante é explicado pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 180,9 milhões referente à amortização de 67,55% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP;
- (ii) efeito negativo de R\$ 433,2 milhões referentes, principalmente, à compra de energia; e
- (iii) efeito positivo líquido de R\$ 21,1 milhões relativo ao reconhecimento de itens pleiteados pela Companhia no Pedido de Reconsideração¹⁰ para reconhecimento adicional da BRR bruta e na BRR líquida da 3RTP, e do seu reajuste por IGP-M, conforme deliberação da Aneel de 17 de dezembro de 2013.

No 1S14, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 1.059,4 milhões no resultado da Companhia, sendo que R\$ 673,1 milhões correspondem a itens a serem compensados em ciclos futuros e R\$ 386,4 milhões correspondem a itens regulatórios de ciclos anteriores. Esse montante é explicado pelo:

- (i) efeito negativo de R\$ 362,4 milhões referente à amortização de 67,55% do total do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP;
- (ii) efeito negativo de R\$ 651,3 milhões referente, principalmente, à compra de energia; e
- (iii) efeito líquido de R\$ 35,5 milhões em função do efeito recorrente causado pelo reconhecimento adicional na BRR bruta e na BRR líquida da 3RTP, conforme mencionado acima.

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	2T13	2T14	1S13	1S14
Lucro líquido (Prejuízo) sem os itens regulatórios (IFRS)	245,3	(354,4)	244,5	(537,9)
(Ativos) / Passivos regulatórios - líquido de IR/CS	215,9	(426,2)	235,0	(699,2)
Ajustes de BRR e IRT - líquido de IR/CS	(12,3)	22,8	(12,3)	32,3
Lucro Líquido (Prejuízo) incluindo itens regulatórios (ex-BRR)	41,7	49,0	21,8	129,1

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

¹⁰ Pedido de Reconsideração interposto pela Companhia em 17 de julho de 2012 em face da Resolução Homologatória nº 1.317/2012 que homologou o resultado da sua 3RTP, fixou as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD e as Tarifas de Energia Elétrica - TE (Processo nº 48500.000181/2011-21).

A receber/(pagar) em trimestres futuros	Ciclo 2013/2014	Ciclo 2014/2015	Total
Variações da Parcela A	289,9	480,1	770,0
Efeitos da postergação da revisão tarifária	(402,7)	-	(402,7)
Fator Xe	(110,7)	-	(110,7)
Decisões Aneel Dezembro 2013	157,4	-	157,4
Total	(66,1)	480,1	414,0

ENDIVIDAMENTO

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

Em 30 de junho de 2014, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 254,6 milhões, valor R\$ 731,9 milhões inferior ao mesmo período de 2013.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.702,3 milhões, um aumento de 25% em relação ao 2T13. Esse aumento deve-se principalmente à redução de R\$ 731,9 milhões no saldo de caixa, somado aos pagamentos da:

- (i) 2º parcela de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 30 milhões, em novembro de 2013; e
- (ii) 2ª parcela de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 20 milhões, em maio de 2014.

Dívida - R\$ milhões	2T13	2T14
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.745,8	2.734,2
Fundo de Pensão	1.182,9	1.222,7
(-) Disponibilidades ⁽¹⁾	986,5	254,6
Dívida líquida	2.942,2	3.702,3
Ebitda (últimos 12 meses)	731,7	-457,3
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	258,2	303,7
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	(28,5)	1.500,5
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	961,3	1.347,0
Despesa financeira sobre empréstimos ⁽²⁾	(260,3)	(287,8)
Dívida líquida ⁽²⁾/Ebitda ajustado	3,1	2,7
Ebitda ajustado/Despesa financeira ⁽²⁾	3,7	4,7

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

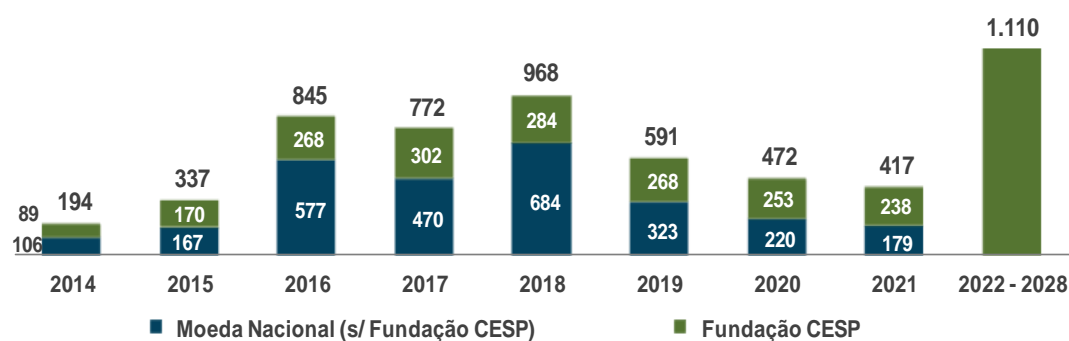
(2) Despesa financeira para fins de covenants não consideram reserva de reversão e taxas/fees de debêntures.

O custo médio da dívida total da AES Eletropaulo passou de CDI + 1,27% a.a. em 30 de junho de 2013 para CDI + 1,24% a.a. em 30 de junho de 2014 em função, principalmente, da variação na curva dos indexadores. O prazo médio da dívida em 30 junho de 2014 é de 6,2 anos, patamar inferior ao prazo de 6,5 anos em 30 de junho de 2013.

Considerando o Ebitda Ajustado¹¹ dos 12 meses findos em junho de 2014, a AES Eletropaulo apresentou o indicador de Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 2,7x; e o indicador Ebitda Ajustado/Despesa Financeira de 4,7x. Os covenants das dívidas vigentes no 2T14 são: (i) Dívida Líquida/Ebitda Ajustado inferior ou igual a 3,5x e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira não pode ser inferior a 1,75x de forma que, em 30 de junho de 2014, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos em seus contratos de dívida. O não cumprimento dos limites contratuais, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia, com poucos vencimentos no curto prazo:

Cronograma de amortização - R\$ milhões



INVESTIMENTOS

No 2T14, a AES Eletropaulo investiu R\$ 169,4 milhões. Do total, R\$ 152,1 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 17,3 milhões correspondem aos projetos financiados pelos clientes.

No acumulado do ano a Companhia investiu R\$ 305,2 milhões, sendo que R\$ 271,7 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 33,5 milhões correspondem aos projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T13 x 2T14	Var (%) 1S13 x 1S14
Serviço ao Consumidor e Expansão do Sistema	107,5	76,4	196,1	162,9	-28,9%	-16,9%
Confiabilidade Operacional	44,1	55,3	72,8	75,8	25,4%	4,1%
Recuperação de Perdas	7,3	1,1	12,6	2,2	-84,9%	-82,5%
Tecnologia da Informação	9,6	6,8	12,6	12,5	-29,3%	-0,7%
Outros	4,9	12,5	13,5	18,2	154,9%	34,5%
Total (c/ recursos próprios)	173,4	152,1	307,7	271,7	-12,3%	-11,7%
Financiado pelo cliente	21,5	17,3	32,0	33,5	-19,8%	4,7%
Total	194,9	169,4	339,7	305,2	-13,1%	-10,2%

A Companhia mantém o seu plano de investimento para 2014 no total de R\$ 600,2 milhões. Desse montante, são previstos R\$ 550,0 milhões com recursos próprios e R\$ 50,2 milhões financiados pelos clientes.

¹¹O Ebitda ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil (excluindo as receitas e despesas financeiras), depreciação e amortização e despesas com Previdência Privada. Adicionalmente, é ajustado com o impacto dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado do serviço acima.

Principais Investimentos - 2T14 e 1S14

Serviços ao cliente e expansão do sistema - Objetiva o atendimento do crescimento do mercado e à redução do risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica em condições regulares e em situações de emergência:

- No 2T14, R\$ 29,9 milhões foram investidos na adição de 39,5 mil novos clientes (15,3 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e R\$ 46,6 milhões foram investidos na expansão do sistema para a melhora da qualidade do fornecimento. Destaques para a inauguração da ETD Juscelino Kubitschek com 120 MVA; a inauguração de 11 novos circuitos primários de distribuição (LDS e LDA Juscelino Kubitschek, Sertãozinho, Bandeirantes e Tenente Marques); e a recapacitação de 4 circuitos primários de distribuição que alimentam as regiões Sul, Oeste e Leste da área de concessão. Tais obras beneficiarão uma população de aproximadamente 125 mil habitantes.
- No 1S14, foram investidos R\$ 67,4 milhões na adição de 77,1 mil novos clientes (26,7 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e R\$ 95,6 milhões na expansão do sistema, cujas obras de expansão beneficiaram aproximadamente 360 mil habitantes no período.

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

- No 2T14 foram investidos R\$ 55,3 milhões em projetos de: (i) manutenção preventiva e corretiva em 1.140 km da rede; e (ii) modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.
- No acumulado do ano, foram investidos R\$ 75,8 milhões, sendo que a manutenção preventiva e corretiva atingiu uma extensão de 2.000 km da rede.

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

- No 2T14 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 1,1 milhão. Foram realizadas 15,3 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 10,1 mil irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.
- No 1S14, foram investidos em recuperação de perdas R\$ 2,2 milhões, totalizando 27,7 mil regularizações de ligações ilegais e corrigidas 23,9 mil irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Outros

- No 2T14, foram investidos R\$ 12,5 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 1,9 milhão foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 2,4 milhões referentes a veículos, R\$ 1,2 milhão em reforma de instalação e R\$ 0,4 em alarme perimetral, entre outros investimentos.
- No 1S14, foram investidos R\$ 18,2 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 3,2 milhões foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 2,8 milhões referentes a veículos, R\$ 1,6 milhão em reforma de instalação e R\$ 0,4 em alarme perimetral, entre outros investimentos.

Financiado pelo Cliente

- Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 17,3 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.
- No acumulado do ano os investimentos financiados pelo cliente totalizaram R\$ 33,5 milhões e também foram principalmente direcionados à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão.

FLUXO DE CAIXA

FLUXO DE CAIXA - R\$ milhões	1T13	2T13	1S13	1T14	2T14	1S14
Saldo inicial de caixa	814	930	814	987	669	987
Geração de caixa operacional	334	512	846	(15)	(32)	(47)
Investimentos	(192)	(189)	(381)	(117)	(162)	(279)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	(13)	(182)	(195)	(21)	(169)	(190)
Despesas com Fundo de Pensão	(55)	(54)	(109)	(74)	(49)	(123)
Imposto de Renda	(7)	(0)	(7)	(45)	(2)	(47)
Alienação de Ativos	6	22	28	6	3	10
Caixa restrito e/ou bloqueado	44	(40)	4	(51)	(4)	(56)
Caixa livre	116	69	185	(318)	(414)	(732)
Saldo final de caixa	930	999	999	669	255	255

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

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

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

Destaques do Fluxo de Caixa do 2T14 em comparação ao 2T13

A redução da geração de caixa operacional no 2T14 quando comparada ao 2T13 é explicada, principalmente:

- (i) R\$ 281,6 milhões em função dos maiores custos com a Parcela A, já considerando efeito de aporte dos recursos da Conta ACR no valor de R\$ 968 milhões;
- (ii) pelo impacto negativo de R\$ 103,2 milhões devido ao aproveitamento de crédito de PIS e COFINS no 2T13;
- (iii) pelo impacto negativo de R\$ 134,9 milhões devido à amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da 3RTP e pela menor taxa de arrecadação;
- (iv) recebimento no 2T13 de R\$ 52,0 milhões de subsídios para equilíbrio tarifário.

Além disso, houve uma redução de R\$ 27,0 milhões nos investimentos, reflexo da sazonalização do plano de investimento da Companhia para 2014.

Destaques do Fluxo de Caixa do 1S14 em comparação ao 1S13

A redução da geração de caixa operacional no 1S14 quando comparada ao 1S13 é explicada, principalmente:

- (i) pelo impacto negativo de R\$ 486 milhões referentes ao aumento dos custos com a Parcela A;
- (ii) pelo impacto negativo de R\$ 253,0 milhões devido ao aproveitamento de crédito de PIS e COFINS no 1S13;
- (iii) pelo impacto negativo de R\$ 201,3 milhões devido à amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da 3RTP e menor taxa de arrecadação;

No período houve um aumento de R\$ 40,1 milhões do pagamento de imposto de renda, em função do maior lucro tributável no período, e redução de R\$ 101,9 milhões nos investimentos, reflexo do plano de investimento da Companhia para 2014.

MERCADO DE CAPITAIS

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

As ações preferenciais da Companhia integram: (i) o Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa; (ii) o Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de companhias que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle; e (iii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), que mede o desempenho de companhias do setor elétrico.

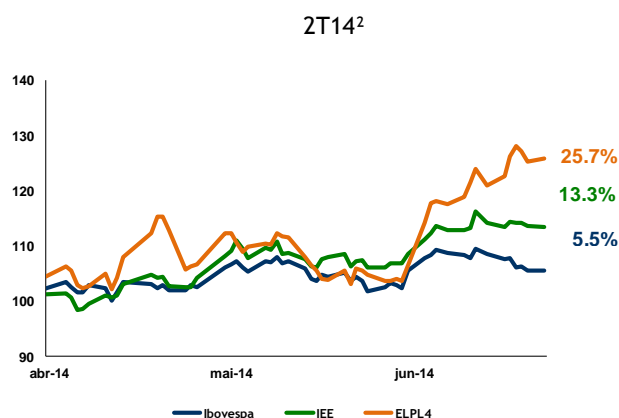
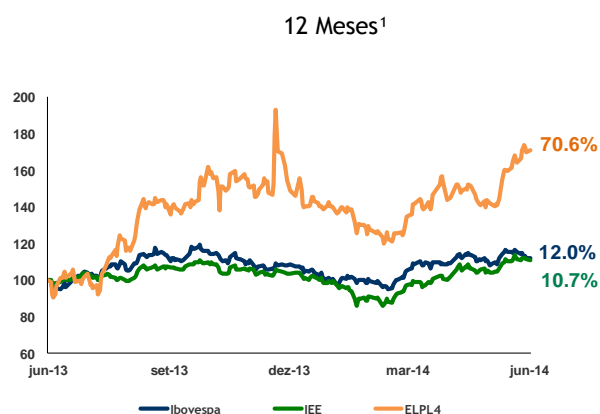
A Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as companhias que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Eletropaulo integra esse índice desde a sua criação em 2005, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento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

DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 2T14 cotadas a R\$10,75, uma alta de 25,7% no período, refletindo a expectativa sobre divulgação do índice de reajuste tarifário e sobre a definição da metodologia do 4º ciclo de revisão tarifária. Nesse período, o Ibovespa apresentou ganhos de 5,5%, enquanto o IEE subiu 13,3%. O bom desempenho dos dois índices foi influenciado, principalmente, pelas reações do mercado frente ao resultado de novas pesquisas eleitorais realizadas nos últimos meses, aliado a divulgação de dados econômicos mundiais acima do esperado no trimestre.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram alta de 70,6%, enquanto o Ibovespa e IEE registraram altas de 12,0% e 10,7%, respectivamente. O desempenho positivo da Companhia no período foi reflexo direto de alguns eventos, principalmente: (i) redução de PMSO gerenciável em R\$ 178,1 milhões; (ii) decisão favorável da Aneel sobre o aumento da base de remuneração regulatória em R\$ 120 milhões; e (iii) medidas governamentais para o repasse de recursos via CDE e conta ACR a fim de subsidiar os custos pelo maior despacho térmico e exposição involuntária das distribuidoras.

Durante o 2T14, a ação ELPL4 foi negociada em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 467 mil negócios no período, média de 155 mil por mês, envolvendo cerca de 49 milhões de ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 7,7 milhões no 2T14 no mercado à vista.



1 - Base 100: 30/06/2014

2 - Base 100: 31/03/2014

BASE ACIONÁRIA

AES Eletropaulo						
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%

30/06/2014



PLATAFORMA DE SUSTENTABILIDADE

Entre os resultados socioambientais do 2T14 destacam-se a regularização de 14.920 ligações elétricas em residências de famílias de baixa renda, a inauguração de um ponto de coleta do projeto Recicle Mais Pague Menos e a destinação à reciclagem ou reaproveitamento de 9,7 mil toneladas de resíduos, o que representa 60% do total de resíduos gerados pela Companhia no período.

Segurança

A Companhia mantém um sólido programa de gestão em segurança do trabalho e saúde ocupacional, do qual fazem parte visitas de segurança. A AES Eletropaulo encerrou o semestre com 29.106 visitas realizadas, distribuídas em toda a área de concessão da Companhia e em todos os negócios em que atua. O produto destas visitas é objeto de análises críticas periódicas, com foco em desvios comportamentais e/ou situacionais e o estabelecimento de ações que visem aperfeiçoar os processos.

No 2T14, foi mapeada a evolução da cultura da companhia em segurança (incluindo colaboradores contratados) por meio de uma pesquisa que mede a aderência das equipes às práticas de segurança, o envolvimento da liderança, dentre outros aspectos. A AES Eletropaulo obteve o índice de 94,5%, considerado internacionalmente como “classe mundial”. Comparando a taxa de frequência de acidentes (TF) com colaboradores próprios neste primeiro semestre, houve acréscimo de 4% em relação ao mesmo período do ano passado. Este resultado é reflexo do acidente ocorrido no início do 1T14.

Para reduzir a incidência de acidentes a população, a Companhia mantém campanhas de mídia de massa (prevenção contra acidentes de origem elétrica durante comerciais na TV aberta, rádios, TVs em metrô e trens), além da realização de palestras e blitz em comunidades.

Excelência para a satisfação do cliente

Em 2014 a AES Eletropaulo deu continuidade ao programa Jeito AES de Atender (JAAT), iniciativa criada em 2013 que reforça o foco no cliente, um direcionador do Planejamento Estratégico Sustentável com vistas a garantir um padrão no relacionamento em todas as interações com o cliente.

No 1S14, 5.551 colaboradores passaram por treinamentos, nos quais conheceram o Manual de Comportamento de Atendimento, guia que orienta o relacionamento com o cliente; e as Regras de Ouro, instruções para serem aplicadas por todos os colaboradores. Uma importante ferramenta de avaliação de todos os canais de comunicação é a Caminhada do Cliente, realizada pela liderança da Companhia

(2.838 interações no primeiro semestre). Com essa mudança de cultura, a AES Eletropaulo já alcançou resultados positivos, como a melhoria significativa no ranking de reclamações do Procon, saindo da 11ª posição em 2013 para ocupar a 21ª posição em 2014.

Além disso, também conquistou um aumento de 3,1% (de 76% para 78,3%) no item de atendimento ao consumidor da pesquisa ABRADEE realizada em março deste ano. O ISQP (Índice de Satisfação com Qualidade Percebida) foi de 78,6% em 2014, superior ao índice registrado em 2013, de 78,3%.

Uso eficiente dos recursos

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

No 2T14, a gestão de resíduos sólidos na AES Eletropaulo resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 60% do total de 9,7 mil toneladas de resíduos gerados pela companhia. No 1º semestre de 2014, 57% dos resíduos foram reciclados ou reaproveitados do total de 22, 5 mil toneladas geradas.

No 2T14 as emissões de CO2e totalizaram 155 mil toneladas, ante 167 mil toneladas que haviam sido projetadas para o mesmo período. Essa redução decorreu, principalmente, em virtude da boa performance quanto às perdas globais. Importante ressaltar que o cálculo do 2T14 considerou o fator de emissão de junho de 2013 do grid nacional, pois até a elaboração deste release, o governo federal não havia divulgado o fator de emissão de junho de 2014.

Com as ações de regularização de ligações elétricas, reformas internas de instalações e substituições de geladeiras e de lâmpadas, a AES Eletropaulo viabilizou a economia de 12.050 MWh no consumo de energia de clientes no 2T14, levando a uma economia total de 22.702 MWh no primeiro semestre de 2014.

Desenvolvimento e Valorização de Fornecedores

Para gerir e auxiliar o desenvolvimento de sua cadeia de suprimento, a Companhia conta com o Índice de Desempenho de Fornecedores (IDF), ferramenta que avalia critérios sociais, ambientais, de segurança e operacionais. No 2T14, o IDF dos fornecedores da AES Eletropaulo foi de 77,66, acima da meta anual estabelecida, de 75,00.

Desenvolvimento e Valorização de Colaboradores

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

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

No primeiro semestre, 8 vídeos foram divulgados. Mais de 27.500 visualizações e 60 comentários de colaboradores foram registrados. Os vídeos também foram divulgados externamente, gerando mais de 242.000 visualizações nas redes sociais e 208.000 nas lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Até o final do ano serão lançados mais 12 vídeos.

Desenvolvimento e valorização de comunidades

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

Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, a Companhia regulariza ligações clandestinas e contribui para o uso seguro e adequado da energia elétrica pela população, bem como para a redução dos acidentes com a rede elétrica. No 2T14, 14.920 famílias foram beneficiadas.

O Projeto Recicle Mais Pague Menos visa à inclusão social na medida em que possibilita a troca de resíduos recicláveis por desconto na fatura de energia, reduzindo o impacto financeiro do pagamento da conta.

No 2T14 mais um ponto de coleta foi inaugurado, no Parque Paineiras, parceria com o Assaí Atacadista, zona leste de São Paulo. Com isso o projeto conta com sete pontos de coleta instalados em comunidades de baixa renda de São Paulo e Barueri, tendo encerrado o 2T14 com 2.430 clientes cadastrados, 751,8 toneladas de resíduos coletadas e R\$ 62,7 mil em descontos concedidos desde a sua implementação em maio de 2013.

Além disso, R\$ 2,58 milhões foram investidos no 2T14 pela AES Eletropaulo em ações que visam promover, além do acesso à energia, o acesso à educação, cultura e esporte; realizar capacitação profissional para moradores de comunidades baixa renda; e implementar eficiência energética em escolas, hospitais e sistemas de iluminação pública.

DASHBOARD DE SUSTENTABILIDADE - AES ELETROPAULO					
INDICADORES					
SEGURANÇA	2013	1T14	2T14	Meta 2014	Tendência 2014
Nº total de acidentes fatais	0	0	0	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios (YTD)	4,36	4,93	4,13	2,96	
Taxa de Frequência (TF) Contratados (YTD)	3,89	2,90	2,56	3,50	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios (YTD)	37,64	55,20	71,00	30,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados (YTD)	14,48	4,36	11,00	13,03	
Nº total de acidentes com população	86	16	15	51	
Nº total de fatalidades com população	18	4	3	0	
EXCELÊNCIA PARA A SATISFAÇÃO DO CLIENTE	2013	1T14	2T14	Meta 2014	Tendência 2014
ISQP	78,3	78,6	-	80,6	
DEC (Duração Equivalente de Interrupção) (LTM)	7,99	8,42	8,15	8,29	
FEC (Frequência Equivalente de Interrupção) (LTM)	4,34	4,37	4,12	6,36	
FER (Frequência Equivalente de Reclamação) (YTD)	17,0	3,60	5,32	40,0	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	2013	1T14	2T14	Meta 2014	Tendência 2014
NATURAIS					
Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados / total de resíduos gerenciáveis gerados	58%	54%	60%	65%	
Redução das emissões de CO2e (%)	2,9%	0,3%	4,3%	2%	
ENERGÉTICOS					
Perdas Globais (%) (LTM)	10,0%	10,0%	9,9%	9,6%	
Energia economizada nos projetos de Eficiência Energética e Transformação de Consumidores em Clientes (MWh)	38.411	10.652	12.050	50.167	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	2013	1T14	2T14	Meta 2014	Tendência 2014
COLABORADORES					
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	2,84%	0,59%	0,46%	ND	-
FORNECEDORES					
IDF - Índice de Desempenho de Fornecedores	77	77,19	77,66	75,00	
COMUNIDADES					
Nº de famílias beneficiadas pelo projeto Transformação de Consumidores em Clientes	75.787	11.384	14.920	50.000	
dentro/acima do esperado para o trimestre					
abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em andamento					
abaixo do esperado para o trimestre, plano de ação em implantação					
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
Tatiana Cardoso Anicet	tatiana.anicet@aes.com	(11) 2195-1289
Rafael Presilli	rafael.presilli@aes.com	(11) 2195-2582
Bernardo Britto Almeida Garcia	bernardo.almeida@aes.com	(11) 2195-2681
Victor Martins Vaz	victor.vaz@aes.com	(11) 2195-2211

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, 7 de agosto de 2014

HORÁRIO: 10h00 (BR) / 09h00 a.m. (EDT)

CONEXÃO:

- **Brasil:** (+55 11) 3193-1001 ou (+55 11) 2820-4001
- **EUA/Outros países:** (+1) 786 924-6977 ou (+1) 888 700-0802

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA O INGLÊS.

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Eletropaulo

REPLAY: (+55 11) 3193-1012 ou (+55 11) 2820-4012

CÓDIGO: 6253625# (português) 4040410# (inglês)

DISPONIBILIDADE: 07/08/2014 até 13/08/2014

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

Consumo Cativos - GWh	2T13	2T14	1S13	1S14
Residencial	4.194,3	4.188,8	8.296,8	8.398,4
Comercial	2.966,0	3.107,5	6.090,5	6.481,7
Industrial	1.414,5	1.315,0	2.771,3	2.610,2
Demais	736,2	728,2	1.445,4	1.466,4
Total consumo faturado	9.311,0	9.339,5	18.604,0	18.956,7
Consumo próprio	9,9	9,6	20,4	19,6
Total	9.320,9	9.349,1	18.624,4	18.976,4
Faturamento - R\$ Milhões				
Residencial	1.017,2	988,5	2.180,7	1.967,7
Comercial	307,4	293,1	641,6	583,4
Industrial	660,9	771,1	1.437,2	1.620,8
Demais	135,6	143,0	287,4	287,9
Total	2.121,0	2.195,6	4.546,9	4.459,8

Consumo Clientes Livres - GWh	2T13	2T14	1S13	1S14
Comercial	563,5	570,0	1.110,7	1.177,7
Industrial	1.353,8	1.299,2	2.567,5	2.513,1
Demais	336,4	342,9	667,4	683,8
Total	2.253,7	2.212,2	4.345,6	4.374,6

Consumo Cativos - GWh ¹	2T13 ²	2T14	1S13	1S14
Residencial	4.194,3	4.188,8	8.296,8	8.398,4
Comercial	2.966,0	3.107,5	6.090,5	6.481,7
Industrial	1.414,5	1.315,0	2.771,3	2.610,2
Demais	736,2	728,2	1.445,4	1.466,4
Mercado Cativo	9.311,0	9.339,5	18.604,0	18.956,7
Clientes livres	2.253,7	2.212,2	4.345,6	4.374,6
Mercado Total	11.564,7	11.551,7	22.949,6	23.331,4

Consumo Total (Incluindo Clientes Livres) - GWh ¹	2T13 ²	2T14	1S13	1S14
Residencial	4.194,3	4.188,8	8.296,8	8.398,4
Comercial	3.529,5	3.677,6	7.201,2	7.659,5
Industrial	2.768,3	2.614,2	5.338,8	5.123,3
Demais	1.072,6	1.071,1	2.112,7	2.150,2
Total	11.564,7	11.551,7	22.949,6	23.331,4

1- não inclui consumo próprio

2 - considera o consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

TUSD	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Receita Líquida - R\$ Milhões	97,6	171,7	230,1	256,7	75,9%	11,5%
GWh	2.253,7	2.212,2	4.345,6	4.374,6	-1,8%	0,7%
Tarifa (R\$/GWh)	43,3	77,6	106,7	116,9	79,2%	9,6%

Tarifa média - R\$/MWh	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Residencial	242,5	236,0	3.804,7	468,6	-2,7%	-87,7%
Comercial	103,6	94,3	9.492,9	346,2	-9,0%	-96,4%
Industrial	467,2	586,3	1.928,2	1.242,4	25,5%	-35,6%
Demais	184,1	196,3	5.029,2	392,7	6,6%	-92,2%
Total	227,8	235,1	4.091,6	470,5	3,2%	-88,5%

Demonstração dos Resultados	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Receita Bruta	3.025,6	3.093,8	6.308,7	6.288,7	2,3%	-0,3%
Deduções à Receita Operacional	(877,6)	(890,9)	(1.870,3)	(1.835,1)	1,5%	-1,9%
Receita Líquida	2.148,0	2.202,9	4.438,4	4.453,6	0,0	0,0
Receita Líquida (ex-Receita de construção)	1.953,0	2.033,5	4.098,7	4.148,4	4,1%	1,2%
Despesas Operacionais	(1.443,4)	(2.416,3)	(3.460,9)	(4.697,1)	67,4%	35,7%
Parcela A	(1.097,3)	(2.014,2)	(2.644,7)	(3.886,3)	83,6%	46,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.019,6)	(1.981,4)	(2.458,2)	(3.668,8)	94,3%	49,2%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(71,7)	(28,9)	(174,6)	(209,5)	-59,8%	20,0%
Taxa de fiscalização	(5,9)	(4,0)	(11,9)	(7,9)	-33,0%	-33,0%
PMSO	(346,1)	(402,0)	(816,3)	(810,9)	16,1%	-0,7%
Pessoal	(121,6)	(156,6)	(243,8)	(306,4)	28,7%	25,7%
Entidade de Previdência Privada	(88,5)	(71,4)	(176,9)	(142,9)	-19,3%	-19,2%
Materiais	(12,7)	(10,4)	(22,5)	(20,7)	-17,8%	-8,0%
Serviços de Terceiros	(104,9)	(115,0)	(228,8)	(222,8)	9,6%	-2,6%
PCLD	35,8	(24,0)	1,0	(33,6)	N.D.	N.D.
(Provisão) Reversão para contingências	(13,8)	(10,9)	(48,2)	(33,9)	-21,2%	-29,6%
Outros custos	(40,5)	(13,8)	(97,0)	(50,5)	-66,0%	-47,9%
Custo de construção	(194,9)	(169,4)	(339,7)	(305,2)	-13,1%	-10,2%
EBITDA	509,6	(382,7)	637,7	(548,7)	N.D.	N.D.
Desp. Passivo - FCESP	88,5	71,4	176,9	142,9	-19,3%	-19,2%
Ativos e Passivos Regulatórios	(318,2)	631,9	(324,0)	1.056,6	N.D.	N.D.
EBITDA Ajustado (Covenants)	279,9	320,6	490,7	650,8	15%	33%
Depreciação e Amortização	(108,0)	(108,4)	(221,3)	(215,4)	0,4%	-2,6%
Receitas Financeiras	40,9	34,7	81,9	71,3	-15,2%	-12,9%
Despesas Financeiras	(81,5)	(100,7)	(163,2)	(203,3)	23,5%	24,6%
Var. Cambial/Mont. (Liq.)	13,0	19,8	46,7	81,4	52,4%	74,2%
Resultado Financeiro	(27,6)	(46,1)	(34,6)	(50,6)	67,4%	46,4%
Resultado antes da Tributação	374,1	(537,3)	381,9	(814,8)	N.D.	N.D.
Imposto de Renda e Contribuição Social	(128,8)	182,9	(137,5)	276,9	N.D.	N.D.
Lucro (prejuízo) Líquido	245,3	(354,4)	244,5	(537,9)	N.D.	N.D.

Receita Operacional Bruta - R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Residencial	1.348,8	1.257,4	2.833,3	2.503,0	-6,8%	-11,7%
Comercial	805,3	944,5	1.751,2	1.990,3	17,3%	13,7%
Industrial	375,0	357,2	782,5	712,1	-4,7%	-9,0%
Rural	0,8	0,8	1,6	1,6	3,2%	0,7%
Poder Público	83,4	85,3	174,9	172,5	2,3%	-1,4%
Iluminação Pública	36,4	39,4	75,1	77,6	8,3%	3,3%
Serviço Público	38,2	39,0	81,9	81,3	2,1%	-0,8%
Total de Fornecimento	2.687,8	2.723,6	5.700,6	5.538,4	1,33%	-2,85%
Energia no Curto Prazo	(5,6)	-	27,8	-	-100,0%	-100,0%
Não Faturado	(24,1)	(7,9)	(115,8)	8,3	-67,1%	N.D.
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	3,3	4,0	(5,1)	(2,6)	21,9%	-50,2%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	106,3	93,0	237,7	187,7	-12,6%	-21,1%
Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativa	(25,2)	(18,1)	(55,6)	(40,3)	-28,1%	-27,6%
Ressarcimento - leilões de energia	22,1	56,5	60,6	127,9	156,2%	111,0%
Subvenção recursos CDE	36,2	40,9	60,2	101,0	13,1%	67,8%
Receita de Construção	194,9	169,4	339,7	305,2	-13,1%	-10,2%
Outros	29,8	32,4	58,5	63,1	8,5%	7,8%
Total Outros	337,8	370,2	608,0	750,3	9,6%	23,4%
Total Receita Bruta	3.025,6	3.093,8	6.308,7	6.288,7	2,3%	-0,3%
Residencial	(294,5)	(269,0)	(615,2)	(534,8)	-8,7%	-13,1%
Comercial	(144,5)	(175,3)	(314,0)	(371,3)	21,3%	18,3%
Industrial	(67,6)	(65,2)	(140,9)	(129,9)	-3,5%	-7,8%
Rural	(0,0)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	14,9%	18,6%
Poder Público	(8,2)	(9,3)	(17,3)	(18,8)	12,8%	8,3%
Iluminação Pública	(6,5)	(7,1)	(13,5)	(13,9)	8,3%	3,3%
Serviço Público	(6,1)	(6,1)	(13,0)	(12,5)	1,0%	-3,8%
Outros	(18,9)	(16,8)	(44,9)	(33,2)	-11,4%	-26,0%
Total ICMS por classe	-546,3	-548,7	(1.158,9)	(1.114,5)	0,4%	-3,8%
Encargos do Consumidor - ECE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4%	5,9%
Encargos do Consumidor - RGR	0,0	0,0	8,2	0,0	N.D.	-100,0%
Encargos do Consumidor - PROINFA	-7,3	-7,7	-18,3	-15,2	4,5%	-17,0%
Encargos Consumidor - Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	-20,0	-21,1	-40,9	-45,0	5,2%	10,0%
Encargos Consumidor - CCC	0,0	0,0	-28,8	0,0	N.D.	-100,0%
Encargos Consumidor - CDE	-33,2	-55,7	-66,5	-111,3	67,4%	67,4%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-270,8	-257,8	-565,2	-549,1	-4,8%	-2,9%
Total Outras	-331,4	-342,2	-711,4	-720,6	3,3%	1,3%
Receita Líquida	2.148,0	2.202,9	4.438,4	4.453,6	2,6%	0,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda - R\$ Milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
AES Tietê Contrato Bilateral	517,3	457,1	1.075,9	909,4	-11,6%	-15,5%
ITAIPU	295,1	305,5	566,6	619,4	3,5%	9,3%
Bilaterais	1,6	-	2,1	0,1	N.D.	-96,8%
Curto Prazo / Disponibilidade	106,2	485,8	139,4	1.333,3	357,4%	856,6%
Leilão - CCEAR	605,4	1.136,9	1.248,8	2.032,4	87,8%	62,7%
Térmica	381,6	763,1	773,1	1.235,7	100,0%	59,9%
Hídrica	295,1	373,8	547,0	796,6	26,7%	45,6%
PROINFA	63,8	68,4	123,9	137,0	7,3%	10,6%
ICMS sobre Perdas Comerciais	(0,0)	1,4	1,5	3,6	N.D.	140,8%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(131,5)	(137,8)	(261,6)	(287,7)	4,8%	10,0%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE/Conta ACR	(438,4)	(336,0)	(438,4)	(1.078,6)	-23,4%	146,1%
Risco Hidrológico	9,7	(17,9)	9,7	-	-283,7%	-100,0%
Curto Prazo / Disponibilidade	(24,4)	(193,0)	(24,4)	(841,6)	690,9%	3348,9%
Reajuste Tarifário 2013 - CVA Compra de Energia (CCEAR)	(423,7)	-	(423,7)	(112,0)	N.D.	N.D.
Reembolso Despacho Térmico	-	(125,1)	-	(125,1)	N.D.	N.D.
Total	1.019,6	1.981,4	2.458,2	3.668,8	94,3%	49,2%
Encargos Uso Sistema de Transmissão e Distribuição R\$ Milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Rede Básica e ONS	106,3	118,0	208,9	234,9	-18,0%	12,4%
Encargos do Serviço do Sistema - ESS	176,4	(105,0)	176,4	(41,1)	270,8%	N.D.
Transporte Itaipu / Outros	8,0	8,1	15,8	15,9	-62,8%	1,0%
CUSD	3,0	2,1	5,9	4,1	-2,5%	-30,2%
Conexão	6,1	7,6	12,1	15,2	-70,8%	25,0%
(-) Créditos - PIS/COFINS	(12,9)	(1,9)	(29,4)	(19,5)	-55,7%	-33,7%
(-) Recuperação de Despesas - Reembolso Fundo CDE	(215,1)	-	-	(215,1)	N.D.	N.D.
ESS	(132,8)	-	-	(132,8)	N.D.	N.D.
Reajuste Tarifário 2013 - CVA ESS	(82,3)	-	-	(82,3)	N.D.	N.D.
Total	71,7	28,9	389,7	209,5	-62,9%	-46,2%

Pessoal - em R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S13 x 1S14
Pessoal e Encargos	121,6	156,6	243,8	306,4	28,7%	25,7%
Entidade de Previdência	88,5	71,4	176,9	142,9	-19,3%	-19,2%
Total	210,1	228,0	420,7	449,3	8,5%	6,8%

Pessoal - em R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S13 x 1S14
Pessoal e Encargos	109,0	140,1	219,3	269,5	28,5%	22,9%
Provisionamento de PLR	12,6	16,5	24,4	36,9	30,9%	51,1%
Entidade de Previdência	88,5	71,4	176,9	142,9	-19,3%	-19,2%
Contribuição como patrocinadora	1,9	2,0	3,8	4,1	5,8%	8,2%
Desp. Passivo - FCESP	86,6	69,4	173,1	138,8	-19,8%	-19,8%
Total	210,1	228,0	420,7	449,3	8,5%	6,8%

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T13	2T14	1S13	1S14	Var (%) 2T14 x 2T13	Var (%) 1S14 x 1S13
Receitas financeiras:						
Renda de aplicações financeiras	14,9	11,2	26,7	30,8	-24,7%	15,3%
Acréscimo moratório - consumidores	17,5	15,4	37,9	30,7	-11,9%	-19,0%
Multas	1,6	1,0	2,7	2,4	-36,5%	-9,3%
Outras	6,9	7,1	14,6	7,4	1,6%	-49,3%
Subtotal	40,9	34,7	81,9	71,3	-15,2%	-12,9%
Despesas financeiras:						
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda nacional	(64,3)	(83,3)	(122,7)	(165,5)	29,7%	34,9%
Encargo de dívidas - Empréstimos moeda estrangeira	0,1	0,0	0,1	0,1	-89,5%	2,6%
(-) Transferido para o custo das imobilizações em curso	2,0	1,2	4,3	3,5	-41,0%	-17,2%
Multas Moratórias, Compensatórias e Sancionatórias	(10,5)	(6,5)	(28,0)	(18,0)	-38,5%	-35,6%
Outras	(8,8)	(12,1)	(16,1)	(23,4)	37,6%	45,8%
Subtotal	(81,5)	(100,7)	(163,2)	(203,3)	23,5%	24,6%
Variação monetária e cambial líquida:						
Moeda Nacional	24,8	14,3	56,0	71,7	-42,4%	28,0%
Moeda Estrangeira	(11,8)	5,5	(9,3)	9,7	N.D.	N.D.
Subtotal	13,0	19,8	46,7	81,4	52,4%	74,2%
Total Despesa Financeira	(68,5)	(80,8)	(116,4)	(121,9)	18,1%	4,7%
Total Resultado Financeiro	(27,6)	(46,1)	(34,6)	(50,6)	67,4%	46,4%

ATIVO (R\$ milhões)	30/06/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Caixa e equivalentes de caixa	29.736	154.210
Investimentos de curto prazo	224.876	819.951
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.211.353	1.212.012
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	65.516	33.965
Outros tributos compensáveis	113.095	136.554
Devedores diversos	12.766	444
Contas a receber - acordos	83.351	72.837
Outros créditos	168.044	162.572
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-
Almoxarifado	73.486	54.822
Despesas pagas antecipadamente	30.498	28.312
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	2.012.721	2.675.679
NÃO CIRCULANTE		
Outros tributos compensáveis	53.407	49.500
Imposto de renda e contribuição social diferidos	612.659	278.878
Cauções e depósitos vinculados	438.733	475.337
Contas a receber - acordos	31.149	42.561
Outros créditos	39.868	38.157
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-
Ativo financeiro de concessão	1.631.495	1.386.931
Investimento	8.769	9.500
Imobilizado, líquido	12.278	14.580
Intangível	5.545.155	5.722.928
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	8.373.513	8.018.372
TOTAL DO ATIVO	10.386.234	10.694.051

PASSIVO (R\$ milhões)	30/06/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Fornecedores	1.348.333	1.154.993
Empréstimos e financiamentos	69.627	68.740
Debêntures	71.290	47.909
Arrendamento financeiro	3.227	4.066
Subvenções governamentais	1.314	1.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	54.769	26.415
Outros tributos a pagar	271.186	257.305
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	78.725	78.730
Obrigações estimadas	105.045	99.943
Obrigações sociais e trabalhistas	1.805	1.456
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	29.610	11.241
Provisão para processos judiciais e outros	177.555	191.472
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	45.021	42.633
Outras obrigações	218.703	234.414
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	2.476.210	2.220.725
NÃO CIRCULANTE		
Empréstimos e financiamentos	497.454	499.406
Debêntures	2.082.672	2.116.453
Arrendamento financeiro	9.830	11.241
Subvenções Governamentais	3.042	3.669
Obrigações com entidade de previdência privada	2.562.967	2.553.170
Provisão para processos judiciais e outros	300.861	315.408
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	16.280	14.004
Obrigações estimadas	400	1.114
Reserva de reversão	66.085	66.085
Outras obrigações	78.378	63.314
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	5.617.969	5.643.864
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	1.257.629	1.257.629
Reserva de capital	18.678	18.210
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	369.691	407.819
Reserva de lucros	-	-
Reserva legal	235.573	235.573
Reserva estatutária	910.231	910.231
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-
Lucros (prejuízos) acumulados	- 499.747	-
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.292.055	2.829.462

Dívida - R\$ milhões	2T13	2T14
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	2.745,8	2.734,2
Fundo de Pensão	1.182,9	1.222,7
(-) Disponibilidades ⁽¹⁾	986,5	254,6
Dívida líquida	2.942,2	3.702,3
Ebitda (últimos 12 meses)	731,7	-457,3
Despesas com FCESP (últimos 12 meses)	258,2	303,7
Ativos e Passivos regulatórios (últimos 12 meses)	(28,5)	1.500,5
Ebitda ajustado (últimos 12 meses)	961,3	1.347,0
Despesa financeira sobre empréstimos⁽²⁾	(260,3)	(287,8)
Dívida líquida⁽²⁾/Ebitda ajustado	3,1	2,7
Ebitda ajustado/Despesa financeira⁽²⁾	3,7	4,7

(1) Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

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

Endividamento			
Dívida	Short Term	Long Term	Total
RELUZ	0,9	0,0	0,9
DEBÊNTURES - 9ª Emissão	6,0	243,4	249,4
DEBÊNTURES - 11ª Emissão	3,1	197,9	200,9
DEBÊNTURES - 13ª Emissão	43,3	313,6	356,9
DEBÊNTURES - 14ª Emissão	4,7	589,8	594,5
DEBÊNTURES - 15ª Emissão	14,3	737,9	752,2
CCB - Bradesco	62,2	470,6	532,8
BNDES - Finame	1,5	1,4	2,9
FINEP	6,2	28,5	34,6
Outros	0,3	0,0	0,3
Leasing	3,2	9,8	13,1
Subvenções Governamentais	-1,3	-3,0	-4,4
Subtotal	144,2	2.590,0	2.734,2
Fundação Cesp - Confissão de Dívida	583,5	25,4	608,9
Fundação Cesp - Ajuste de Reserva Matemática	1.828,7	125,3	1.954,0
Fundação Cesp - Custo Atuarial	0,0	0,0	0,0
Total Fundação CESP	2.412,3	150,7	2.563,0
Total com Fundação CESP	2.556,5	2.740,7	5.297,2

Impacto dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	2T13	2T14	1S13	1S14
Receita Líquida	(67,7)	(72,4)	(25,3)	(352,1)
Despesas Operacionais	385,9	(559,4)	349,3	(704,5)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	753,3	(555,1)	653,8	(696,9)
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(367,4)	(4,3)	(304,5)	(7,7)
EBITDA	318,2	(631,9)	324,0	(1.056,6)
Receitas Financeiras	(14,8)	(41,2)	(24,9)	(68,0)
Despesas Financeiras	23,8	27,4	57,0	65,2
Resultado Financeiro	8,9	(13,8)	32,2	(2,8)
Resultado antes dos Tributos	327,1	(645,7)	356,1	(1.059,5)
Lucro (prejuízo) Líquido	327,1	(645,7)	356,1	(1.059,5)

Ativos e Passivos Regulatórios			
Ativo (R\$ mil)	2013/2014	2014/2015	Total
Circulante	618.939	-	618.939
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	18.266	-	18.266
Conta de Consumo de Combustível - CCC	198	-	198
Energia Itaipu - custo/variação cambial	13.383	-	13.383
Transporte de energia - Itaipu	7	-	7
Transporte de energia pela rede básica	18.192	-	18.192
Compra de energia elétrica	359.496	-	359.496
Proinfa	10.712	-	10.712
Revisão Tarifária 3º ciclo - Ajuste da base de remuneração	157.413	-	157.413
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	24.647	-	24.647
Outros componentes financeiros	16.625	-	16.625
Não-Circulante	-	605.100	605.100
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	26.955	26.955
Transporte de energia pela rede básica	-	3.554	3.554
Compra de energia elétrica	-	361.354	361.354
Sobrecontratação Energia - RN ANEEL 305/2008	-	117.328	117.328
Outros componentes financeiros	-	95.909	95.909
Total do Ativo	618.939	605.100	1.224.039

PASSIVO (R\$ mil)	2013/2014		Total
Circulante	(685.014)	-	(685.014)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(81)	-	(81)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	(27.453)	-	(27.453)
Encargos do serviço do sistema - ESS	(112.325)	-	(112.325)
Transporte de energia pela rede básica	180	-	180
Transporte de energia - Itaipu	(55)	-	(55)
Efeito Neutralidade	(10.048)	-	(10.048)
Revisão Tarifária - Fator Xe	(110.733)	-	(110.733)
Postergação Revisão Tarifária 2011	(402.656)	-	(402.656)
Revisão Tarifária - Universalização	(4.439)	-	(4.439)
Outros componentes financeiros	(17.404)	-	(17.404)
Não-circulante	-	(124.984)	(124.984)
Encargos do serviço do sistema - ESS	-	(109.367)	(109.367)
Energia Itaipu - custo/variação cambial	-	(15.617)	(15.617)
Total do Passivo	(685.014)	(124.984)	(809.998)
Total Geral - Líquido	(66.075)	480.116	414.041

GLOSSÁRIO

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ALTA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

BAIXA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

CAT - Coordenadoria da Administração Tributária. Área pertencente à Secretaria da Fazenda do Governo do Estado de São Paulo.

CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

CCC - Conta de Consumo de Combustível. É um fundo cobrado de todos os clientes e embutido na tarifa de energia elétrica. Seus recursos são destinados à geração termelétrica do sistema isolado (Região Norte), cuja fonte de calor é o óleo diesel ou outros derivados do petróleo. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica é determinada com base num planejamento feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

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

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

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

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

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

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

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

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

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

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

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

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

EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

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

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

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

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

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

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

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

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

LTA - Linhas de Transmissão Aérea.

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

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

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

PMSP - Prefeitura Municipal de São Paulo.

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

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

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

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

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

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

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

VPA - Custos não-gerenciáveis.

VPB - Custos gerenciáveis.