

Resultados econômico-financeiros 1T13



LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 185,7 MILHÕES NO 1T13

Comentários do Sr. Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

No 1T13, a receita líquida da AES Tietê totalizou R\$ 598,1 milhões, montante 10,7% superior ao registrado no 1T12 (R\$ 540,2 milhões). Esse desempenho deve-se, principalmente, ao maior volume de energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, combinado ao reajuste do preço da energia vendida e ao acréscimo no volume de energia vendida por meio dos outros contratos bilaterais.

Em razão de condições hidrológicas desfavoráveis verificadas desde setembro de 2012, do consequente despacho de usinas termelétricas e do maior volume de garantia física sazonalizada alocado por determinadas geradoras participantes do MRE no mês de janeiro, a geração do SIN (Sistema Interligado Nacional) não foi suficiente para atender à garantia física total do sistema no 1T13. Como consequência, o ONS determinou o rebaixamento médio de 10,2% da garantia física nos três primeiros meses do ano, sendo que o maior deles ocorreu em janeiro (26%). Dessa forma, apesar de ter gerado energia 1,9% acima de sua garantia física, a AES Tietê precisou adquirir energia no mercado spot para cobrir essa exposição. Com maior volume de energia comprada e o aumento no preço médio negociado no mercado spot, a Companhia registrou um Ebitda de R\$ 333,8 milhões, com margem de 55,8%. Com o objetivo de mitigar o risco de uma possível exposição ao mercado spot ao longo do ano, em fevereiro de 2013, a Companhia definiu a sazonalidade para o ano de forma equilibrada com seus compromissos contratuais, buscando minimizar quaisquer exposições ao mercado spot em meses futuros. No entanto, não está afastada a possibilidade de haver necessidade de compra de energia em níveis elevados ao longo do ano, dependendo do comportamento do nível do despacho térmico e da garantia física do sistema. Para o ano de 2013, a Companhia estima que o rebaixamento médio da garantia física do sistema possa variar de 4% a 9%, com despacho de térmicas de 9,5 GW a 13 GW, respectivamente. Com isso, a Companhia teria que comprar de 663 GWh a 1.163 GWh de energia no mercado de curto prazo para cobrir a exposição ocasionada pelo referido rebaixamento a um custo associado de R\$ 231 milhões a R\$ 441 milhões. Em março de 2013, a Companhia realizou a 1ª emissão de notas promissórias no valor total de R\$ 498 milhões. Os recursos foram utilizados para o refinanciamento da primeira amortização da 1ª emissão de debêntures e aos projetos de modernização das usinas da Companhia. Os recursos da 2ª emissão de debêntures, a ser realizada pela Companhia, serão utilizados para resgatar tais notas promissórias.

A AES Tietê distribuirá a seus acionistas dividendos no montante de R\$ 203,7 milhões, correspondentes a 109,7% do lucro líquido no trimestre. O dividend yield do trimestre ficou em 2,7% para as ações ordinárias e 2,8% para as ações preferenciais.

Destaques do trimestre

↑ Volume de energia gerada 1,9% superior à garantia física

↑ Redução de 12,9% nos custos e despesas operacionais¹

↓ Redução de 21,1% no Ebitda

↓ Redução de 24,6% no lucro líquido

¹Custos e despesas operacionais excluindo depreciação, energia comprada para revenda e a redução dos encargos de conexão e transmissão no 1T13.

São Paulo, 08 de maio de 2013 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 1º trimestre de 2013. As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de sua controlada AES Rio PCH Ltda., de acordo com a Legislação Societária.

R\$ milhões	1T12	1T13	Var (%)
Receita Líquida	540,2	598,1	10,7%
Custos e Despesas Operacionais*	117,1	264,3	125,8%
EBITDA	423,1	333,8	-21,1%
Margem EBITDA - %	78,3%	55,8%	-22,5 p.p.
Lucro Líquido	246,2	185,7	-24,6%
Margem Líquida - %	45,6%	31,1%	-14,5 p.p.
Patrimônio Líquido	2.211,3	1.991,4	-9,9%
Dívida Líquida	536,3	760,3	41,8%
Geração de caixa	382,0	333,1	-12,8%

*não inclui depreciação

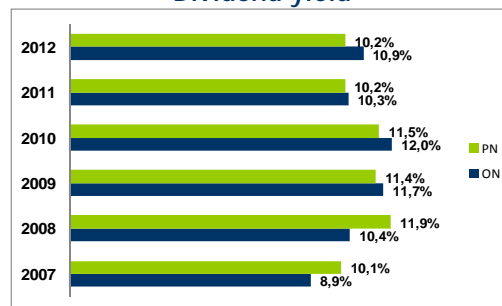
Índices	1T12	1T13	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,4	0,4	4,0%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,2	0,4	57,4%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,3	0,5	51,3%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	19,5	20,2	3,8%

** últimos 12 meses

Dados Operacionais	1T12	1T13	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.828,2	3.198,3	-16,5%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	173,7	182,6	5,1%
Investimentos - R\$ milhões	21,4	27,3	28,0%
Funcionários	364	369	1,4%

*** Contrato com AES Eletropaulo

Dividend yield



DESTAQUES DO 1T13

Operacionais

- ↓ A geração total no 1T13 foi 16,5% inferior à registrada ao 1T12, representando um volume gerado 1,9% superior à garantia física.
- ↓ A baixa afluência e o consequente despacho de térmicas no 1T13 fizeram com que a geração do SIN ficasse abaixo da garantia física total do sistema, resultando na exposição da AES Tietê em 10% ao mercado spot, o fez com que a Companhia tivesse que comprar um volume de 309 GWh e a um custo de R\$ 115 milhões no trimestre.
- ↑ Investimentos de R\$ 27,3 milhões no período, destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas.

Financeiros

- ↑ Receita líquida de R\$ 598,1 milhões no 1T13, com aumento de 10,7% em relação ao 1T12 em função do maior volume de energia vendida e reajuste do preço do contrato bilateral e do aumento no volume vendido via outros contratos bilaterais.
- ↑ Decréscimo de 12,9% nos custos e despesas operacionais no 1T13, excluindo os custos com compra de energia, a redução dos encargos de conexão e transmissão, por conta da MP 579 e depreciação e amortização. Os maiores custos com compra de energia, em função do rebaixamento da garantia física, fizeram com que os custos e despesas operacionais (ex-depreciação e amortização) aumentassem R\$ 147,2 milhões no 1T13 em relação ao 1T12.
- ↓ Ebitda 21,1% inferior em relação ao 1T12, totalizando R\$ 333,8 milhões no 1T13 contra R\$ 423,1 milhões do trimestre anterior, influenciado pelo maior custo com compra de energia.
- ↓ Lucro líquido de R\$ 185,7 milhões, resultado 24,6% inferior ao obtido no 1T12.
- ↑ 1ª emissão de notas promissórias no valor de R\$ 498 milhões, com custo de CDI + 0,79% e prazo de até 180 dias, com recursos utilizados para o refinanciamento da primeira amortização da 1ª Emissão de Debêntures e programa de modernização das usinas da Companhia. Os recursos da 2ª emissão de debêntures, a ser realizada pela Companhia, serão utilizados para resgatar tais notas promissórias.

Perspectiva 2013

- ↔ Para 2013, a Companhia estima que o rebaixamento médio da garantia física dos sistema possa variar de 4% a 9%, com despacho de térmicas de 9,5 GW a 13 GW, respectivamente. Com isso, a Companhia teria que comprar de 663 GWh a 1.163 GWh de energia no mercado de curto prazo a um custo associado de R\$ 231 milhões a R\$ 441 milhões.

Eventos Subsequentes

- ↑ Aprovação na AGO/E, realizada em 04 de abril de 2013, da distribuição de dividendos complementares, correspondentes ao saldo do lucro líquido do 4T12, no valor de R\$ 181,9 milhões, correspondente a R\$ 0,46 por ação ordinária e R\$ 0,50 por ação preferencial. Adicionalmente, foi ratificada a distribuição de R\$ 26,1 milhões na forma de juros sobre capital próprio (JSCP), sendo R\$ 0,07 por ação ordinária e R\$ 0,07 por ação preferencial. Os pagamentos foram efetuados em 07 de maio de 2013.
- ↑ Em 08 de maio de 2013, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de R\$ 203,7 milhões, correspondentes a 109,7% do lucro líquido auferido no 1T13, sendo R\$ 0,51 por ação ordinária e R\$ 0,56 por ação preferencial. A data definida para pagamento dos dividendos é 27 de maio de 2013.

Sociais

- ↑ Segurança: nenhum acidente com colaboradores próprios no período e 100% de adesão às preleções de segurança.
- ↑ Nenhum acidente com a população nos reservatórios das usinas.
- ↑ Desenvolvimento e Valorização de Comunidades: 18,6 mil pessoas beneficiadas pelos projetos sociais da companhia no período.

Ambientais

- ↑ Uso Eficiente dos Recursos Naturais: 86% dos resíduos gerados pela companhia no período foram destinados à reciclagem ou reaproveitamento em outros processos produtivos.

CONTEXTO OPERACIONAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do Brasil encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica. As atividades de coordenação e controle da operação de geração de energia são executadas pelo ONS que procura manejar o estoque de energia de forma a garantir a segurança em todo o País.

As variações climáticas podem ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano, uma vez que o volume de energia gerado pelas usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN possibilita que toda energia gerada no sistema seja captada e distribuída da forma mais adequada por todo o País, permitindo a troca de energia entre regiões, além de obter benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

De acordo com as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o volume total de energia gerada no País é alocado para cada geradora do SIN, de forma proporcional aos seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação busca garantir que todas as usinas participantes do MRE tenham seus níveis de energia assegurada, independentemente dos níveis reais de produção de energia. Se, após a etapa acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de garantia física e ainda houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designado “energia secundária”, deve ser alocado proporcionalmente entre os geradores.

Da mesma forma, quando a geração de todo MRE for inferior à garantia física, o déficit de geração, denominado *Generation Scaling Factor* (GSF), também é rateado proporcionalmente à garantia física dos participantes do MRE. Em função dessa nova alocação mensal da garantia física, o déficit de geração no MRE resultou em exposições ao PLD. No 1T13, devido à menor afluência do período, houve uma exposição média de 10% para as usinas participantes do MRE.

Os efeitos do MRE, GSF ou energia secundária, são calculados e contabilizados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A garantia física (ou energia assegurada), calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para cada usina hidrelétrica, é definida como a quantidade de energia que uma usina tem o direito de comercializar por meio de contratos de longo prazo.

PERFIL

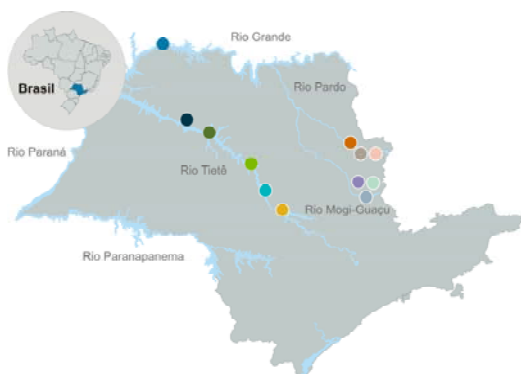
Com um parque gerador formado por nove usinas hidrelétricas e três pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), a AES Tietê atua no Brasil desde 1999 com a geração e a comercialização de energia elétrica. A Companhia tem capacidade instalada de 2.658 MW e garantia física de 1.278 MW médios.

No Rio Tietê, estão localizadas as usinas de Barra Bonita (Barra Bonita/SP), Bariri (Bariri/SP), Ibitinga (Ibitinga/SP), Promissão (Promissão/SP) e Nova Avanhandava (Buritama/SP), que respondem por aproximadamente 49% do total da energia gerada pela Companhia.

Outras três usinas localizadas no Rio Pardo - Caconde (Caconde/SP), Euclides da Cunha (São José do Rio Pardo/SP) e Limoeiro (Mococa/SP) - somadas às PCHs Mogi-Guaçu, São Joaquim e São José, que estão instaladas no Rio Mogi-Guaçu, totalizam aproximadamente 7% da energia gerada pela Companhia.

No Rio Grande, no município de Ouroeste, divisa dos estados de São Paulo e Minas Gerais, fica a usina de Água Vermelha, a maior hidrelétrica da Companhia, que responde por 44% da energia gerada pela AES Tietê¹.

¹ Dados referentes ao total do 1T13



Usinas da AES Tietê:

- Água Vermelha (1.396 MW)
- Nova Avanhandava (347 MW)
- Promissão (264 MW)
- Bariri (143 MW)
- Barra Bonita (141 MW)
- PCH São Joaquim (3 MW)
- Ibitinga (132 MW)
- Euclides da Cunha (109 MW)
- Caconde (80 MW)
- Limeiro (32 MW)
- PCH Mogi-Guaçu (7 MW)
- PCH São José (4MW)

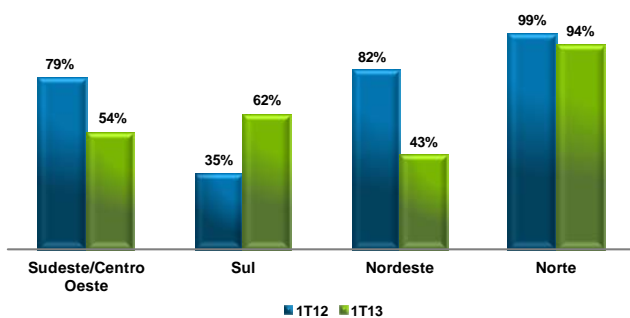
RESERVATÓRIOS

No 1T13, a energia natural afluinte² ficou 10% (em média) abaixo da registrada no mesmo período do ano passado em todos os subsistemas do país com exceção da região Sul. Em função do menor volume de chuvas verificado no trimestre e do baixo nível de armazenamento desde setembro de 2012, o nível dos reservatórios do sistema encerrou o trimestre abaixo dos níveis registrados no 1T12, como pode ser observado no gráfico abaixo.

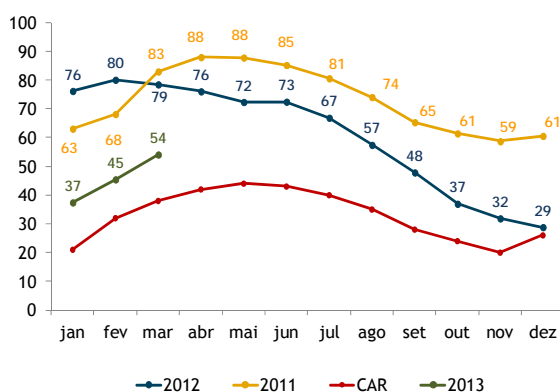
Embora o volume de chuvas tenha se configurado abaixo da média histórica para o trimestre, o risco de racionamento para o ano é muito baixo devido ao acionamento da totalidade das usinas termelétricas pelo ONS.

Os níveis de armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, alcançaram um volume 16% superior à Curva de Aversão ao Risco (CAR)³, calculada pelo ONS, conforme demonstrado no gráfico abaixo, à direita.

Nível dos Reservatórios (%)



Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE/CO



Diante da situação dos níveis dos reservatórios e das baixas aflúncias registradas desde setembro de 2012, os preços do mercado spot no submercado Sudeste/Centro-Oeste mantiveram-se elevados durante o primeiro trimestre de 2013. Para recuperar o nível dos reservatórios do sistema, o ONS determinou o despacho de todas as térmicas disponíveis desde setembro de 2012, totalizando neste trimestre o despacho de 12,4 GW.

² Energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio em um reservatório de uma usina hidrelétrica.

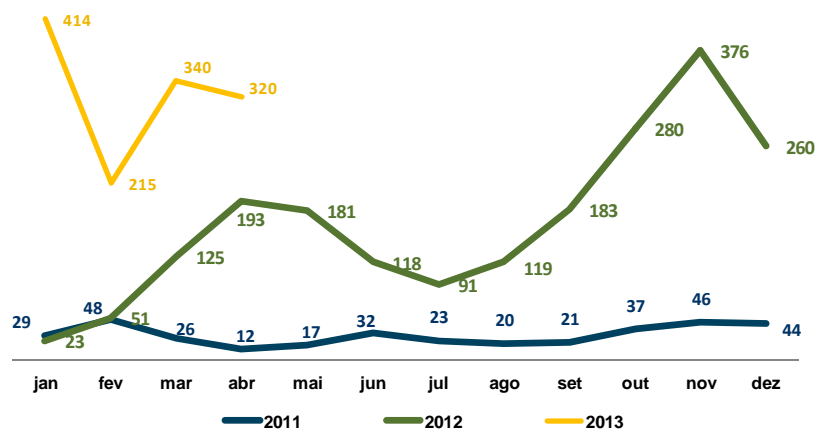
³ CAR do biênio 2013/2014, aprovado pelo ONS, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste.

Dessa maneira, no 1T13, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) apresentou forte volatilidade e refletiu a oscilação do regime de precipitação fechando o trimestre com um preço médio de R\$ 322,75/MWh.

Com base na Resolução CNPE nº 3, de abril a julho desse ano, metade dos custos de ESS serão rateados entre todos os agentes e a outra metade será rateada entre os agentes compradores no mercado de curto prazo, por meio do ΔPLD (Delta PLD), a ser adicionado ao PLD para compor o chamado PLD final. No mês de abril, o Delta PLD na região Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 123,96/MWh, e o PLD final ficou em R\$ 320,09/MWh. Para maiores detalhes sobre a Resolução CNPE nº 3, vide o Capítulo “Regulatório” desse release.

O gráfico abaixo ilustra a variação do PLD mensal desde 2011:

Evolução Mensal do PLD (R\$/MWh)⁴

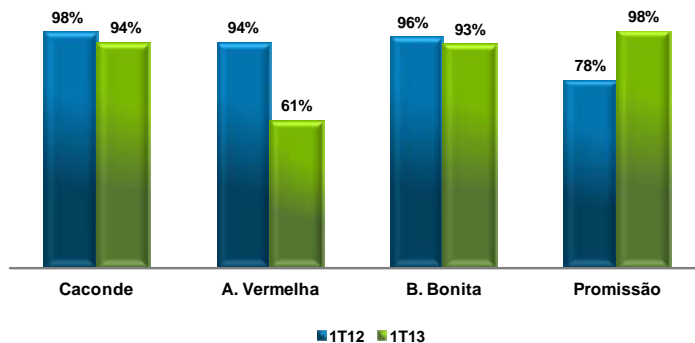


Usinas da AES Tietê

Apesar do baixo volume de chuvas, o alto despacho de térmicas pelo ONS verificado desde setembro de 2012 (12 GW), permitiu que os reservatórios das usinas da AES Tietê fechassem o trimestre em níveis considerados confortáveis. O nível médio dos reservatórios ao final do 1T13 foi de 78% e, embora inferior ao observado no mesmo período do ano anterior (91%), garante condições favoráveis para a geração nos trimestres subsequentes.

Entretanto, como pode ser observado no gráfico abaixo, toda a bacia do Rio Grande foi penalizada pela baixa incidência de chuva na região. A baixa afluência refletiu nos níveis dos reservatórios da usina de Água Vermelha que fechou o trimestre em 61%, abaixo do nível de 94% verificado no 1T12. Visando à recuperação do nível do reservatório, o ONS está realizando uma operação especial para a usina de Água Vermelha. Apesar do volume baixo para essa época do ano, a geração da garantia física dessa usina está garantida para os próximos meses.

Nível dos Reservatórios - AES Tietê



⁴ Preço médio mensal negociado no mercado *spot*

DESEMPENHO OPERACIONAL

ENERGIA GERADA

O volume total de energia gerada no 1T13 pelas usinas da AES Tietê foi 16,5% inferior ao do 1T12. A variação é consequência das baixas afluências registradas desde setembro de 2012.

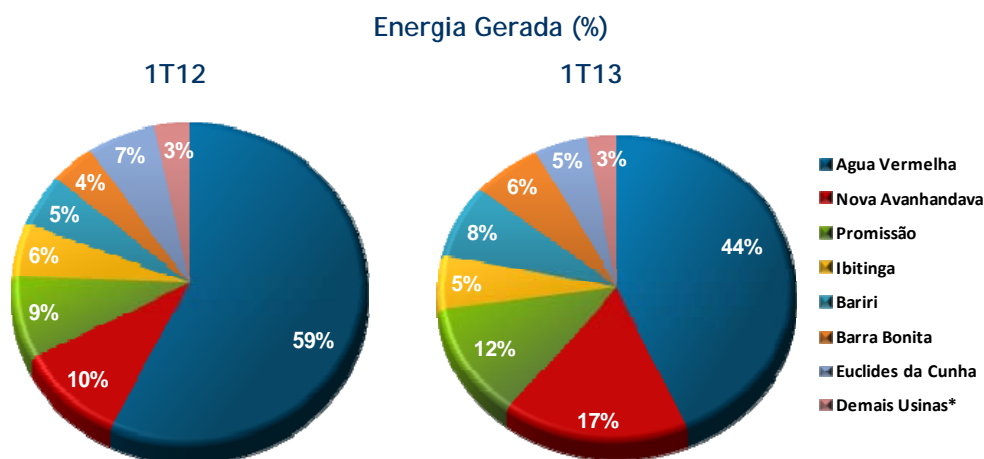
Na tabela abaixo, é possível visualizar a redução de geração em relação ao mesmo período do ano passado, principalmente pela usina de Água Vermelha, que possui a maior representatividade dentre as usinas que compõem o parque gerador da Companhia. O menor volume de energia gerada no 1T13 por esta usina pode ser explicado pelo menor despacho devido às condições hidrológicas desfavoráveis verificadas na região. Além disso, no 1T12, o volume de energia gerada estava em patamares mais altos, em razão da necessidade de suprir picos de demanda no sistema observados pelo ONS no período.

O aumento de 37,3% no volume gerado pela usina de Nova Avanhandava pode ser explicado pelo fato de uma das máquinas terem ficado em manutenção de janeiro a outubro de 2012, por conta do programa de modernização das usinas, fato que não ocorreu no 1T13. Com a conclusão das manutenções realizadas em 2011 e 2012, a usina este ano voltou a produzir todo seu potencial de geração de energia. A usina de Nova Avanhandava foi responsável por cerca de 17% da geração bruta consolidada da Companhia no 1T13.

Geração (Usinas) - GWh	1T12	1T13	Variação (%) 1T13 x 1T12
Energia Gerada Bruta	3.828,2	3.198,3	-16,5%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	2.267,9	1.392,1	-38,6%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	205,6	243,4	18,4%
Barra Bonita	161,5	206,0	27,6%
Caconde	79,2	47,7	-39,7%
Euclides da Cunha	125,9	156,3	24,1%
Ibitinga	215,7	175,8	-18,5%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	30,6	33,1	8,3%
Nova Avanhandava	396,1	543,7	37,3%
Promissão (Mário Lopes Leão)	327,4	391,0	19,4%
Mogi / S. Joaquim / S. José	9,9	9,2	-6,9%
PCH Minas*	8,4	-	-100,0%

* A venda da PCH Minas foi concluída em 31 de Agosto de 2012.

O gráfico abaixo demonstra a representatividade da geração de energia bruta de cada usina:



A geração total das usinas da Companhia no 1T13 foi de 101,9% da garantia física (154,2% da garantia física no 1T12).

FONTES DE RECEITA

AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral mantido com a AES Eletropaulo é de 1.268 MW médios. O contrato admite sazonalidade, ou seja, o volume de energia entregue à AES Eletropaulo varia ao longo do ano, de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia e com a alocação de energia dos seus demais contratos. Usualmente, a sazonalidade é determinada no mês de dezembro para o ano seguinte e registrada na CCEE. Para 2013, a Companhia adotou sazonalidade uniforme de sua garantia física para atender aos seus compromissos contratuais, buscando minimizar quaisquer exposições ao mercado spot em meses futuros.

Em 04 de julho de 2012 ocorreu o reajuste anual pelo IGP-M, de 5,14%, quando o preço passou de R\$ 173,68/MWh para R\$ 182,61/MWh, permanecendo no mesmo patamar no decorrer do 1T13.

CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE é ajustada anualmente em janeiro pela Aneel pela variação do IPCA. A tarifa vigente em 2013 é de R\$ 10,01/MWh, enquanto em 2012 foi de R\$ 9,58/MWh. Essa tarifa é determinada de forma a reembolsar os custos adicionais de operação e manutenção das usinas.

Já os preços da energia faturada no mercado *spot* variam de acordo com condições climáticas e mercadológicas de oferta e demanda de energia. Com a baixa afluência verificada desde setembro de 2012 e a redução nos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, o preço médio no spot na região Sudeste/ Centro Oeste neste 1º trimestre foi de R\$ 322,75/MWh versus R\$ 66,26/MWh no 1T12. Esse movimento também foi influenciado pelo despacho de 12,4 GW de térmicas no período, o que aumenta o custo marginal das operações.

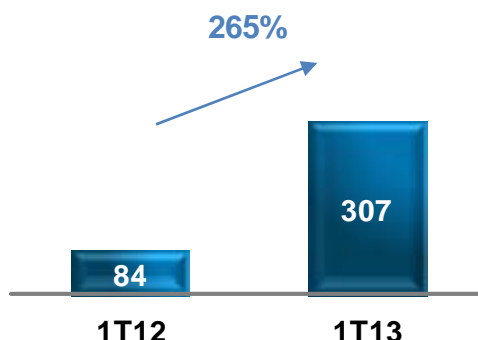
Na linha de receitas com a CCEE, também são consideradas as receitas administrativas, que se referem, principalmente, ao rateio de receitas auferidas devido aos pagamentos de principal, correção monetária, multa e juros, efetuados por agentes inadimplentes com a CCEE.

Outros Contratos Bilaterais

Em 2011, a Companhia definiu a estratégia de comercialização para a venda de energia após dezembro de 2015, quando vence o contrato bilateral com a AES Eletropaulo. O objetivo é acelerar o movimento para o aumento da base de clientes da Companhia no mercado livre e ao mesmo tempo buscar margens na comercialização, de tal forma que o contrato com a AES Eletropaulo seja totalmente substituído por uma diversificada carteira de clientes a partir de 2016. Como consequência, a AES Tietê estará posicionada como importante agente no mercado livre, com participação representativa até 2016.

Diante dessas iniciativas, o portfólio dos contratos bilaterais no mercado livre teve crescimento expressivo, sendo o portfólio atual da Companhia de 307 MWm, sendo 143 MWm vendidos para o período após 2016.

Portfólio dos contratos bilaterais (MWm)



REBAIXAMENTO MENSAL DA GARANTIA FÍSICA

As usinas da AES Tietê fazem parte do MRE, que visa compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas que o integram ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O SIN é formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis no Brasil desde setembro de 2012, a soma da energia gerada pelas usinas pertencentes ao SIN foi menor do que a garantia física do sistema. Diante disso, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) estabeleceu, desde setembro de 2012, o rebaixamento mensal das garantias físicas das usinas hidrelétricas participantes do MRE, gerando para a AES Tietê e para as demais geradoras uma exposição ao mercado spot. Dessa forma, a exposição da AES Tietê foi de 10% em relação a sua garantia física no 1T13. Em janeiro, ocorreu o maior impacto devido ao maior volume de energia assegurada alocado por determinadas geradoras participantes do MRE, o que acarretou em um rebaixamento mensal médio da garantia física total do sistema em 26%.

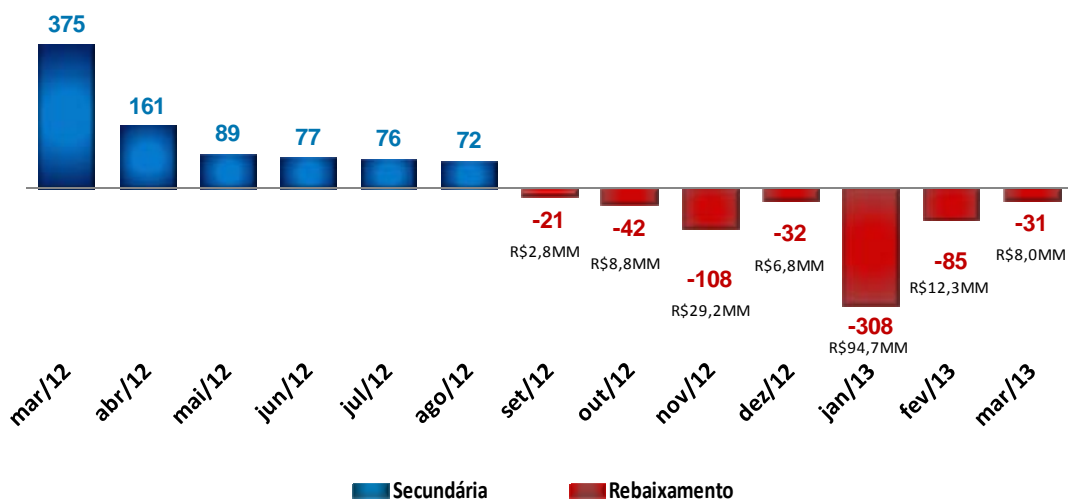
Assim, embora a AES Tietê tenha gerado aproximadamente 13% acima de sua energia assegurada no mês, a Companhia adquiriu no mercado spot, durante janeiro, 229 GWh de energia para atender à totalidade de seus compromissos contratuais.

Devido a esse efeito concentrado no mês de janeiro e ao rebaixamento da garantia física do SIN em 6% em fevereiro e 2% em março, a AES Tietê teve que adquirir no mercado spot um total de 309 GWh em função do rebaixamento a um custo de R\$ 115 milhões no trimestre.

Para 2013, a Companhia estima que o rebaixamento médio da garantia física do sistema possa variar de 4% a 9%, com despacho de térmicas de 9,5 GW a 13 GW, respectivamente. Com isso, a Companhia teria que comprar de 663 GWh a 1.163 GWh de energia no mercado de curto prazo para cobrir a exposição ocasionada pelo referido rebaixamento a um custo associado de R\$ 231 milhões a R\$ 441 milhões.

No 1T13, a geração total da Companhia foi de 3.198 GWh, representando um volume total gerado 1,9% superior à sua garantia física. Apesar da geração da AES Tietê ter sido acima da garantia física no trimestre, parte desse volume gerado (600 GWh) foi vendido ao MRE. Para atender os contratos já firmados, a Companhia precisou comprar energia no mercado spot, o que impactou negativamente os custos com compra de energia devido ao elevado preço praticado no mercado spot no último trimestre, vide “Desempenho Econômico-Financeiro”.

Alocação da garantia física (MWm) e custos com exposição no mercado spot (R\$ milhões)

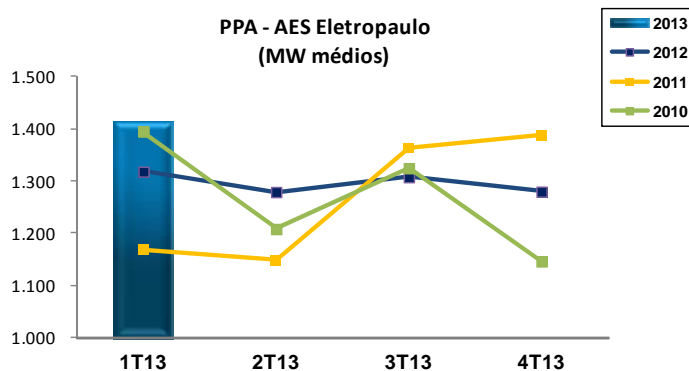


ENERGIA FATURADA

A energia faturada apresentou decréscimo de 14,1% no 1T13 quando comparada à do 1T12. O menor volume nesse trimestre é justificado pela redução do volume de vendas na CCEE. A variação será explicada a seguir.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	1T12	1T13	Varição (%) 1T13 x 1T12
Energia Faturada	4.869,2	4.181,9	-14,1%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.878,7	3.058,1	6,2%
CCEE	1.827,5	641,7	-64,9%
Spot	571,4	41,8	-92,7%
MRE	1.256,1	599,9	-52,2%
Outros Contratos Bilaterais	163,1	482,17	195,6%

No 1T13, as vendas para a AES Eletropaulo totalizaram 3.058,1 GWh, 6,2% acima do volume vendido no 1T12. O incremento observado no trimestre é explicado pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como explicado na seção “Fontes de Receita - AES Eletropaulo”.



O volume de energia faturada por meio da CCEE caiu 64,9% se comparado ao 1T12, devido principalmente ao menor volume de energia vendida através do MRE (-52,2%), além do menor volume de energia secundária

liquidada no mercado *spot* (-92,7%) no 1T13. A redução das vendas no MRE ocorreu devido à menor geração de energia verificada no período, enquanto a queda das vendas no mercado *spot* se deve ao rebaixamento da garantia física do sistema.

Já o volume de vendas em contratos bilaterais superou em 195,6% o volume registrado no 1T12, reflexo da estratégia de composição de uma carteira de clientes para substituir o contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que expirará ao final de 2015.

REGULATÓRIO

Programa de Redução de Custo de Energia

Com objetivo de reduzir custos e aumentar a competitividade da indústria brasileira, em 11 de setembro de 2012, o governo federal anunciou cortes nas tarifas de energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais através da Medida Provisória 579 (“MP 579”). Em 14 de janeiro de 2013, a MP 579 foi convertida em lei após a publicação da Lei 12.783.

Já neste trimestre entraram em vigor os efeitos da Lei 12.783, que diminuiu os encargos setoriais e os custos de transmissão. A partir de fevereiro, houve redução de encargos setoriais (RGR, CCC e CDE) em média de 20,2%, e redução das tarifas finais em 15,0%. Para a AES Tietê, haverá um efeito positivo, ocasionado pela redução do pagamento da TUSDg que será de 36,7% (R\$ 12,7 milhões/ano), da TUST de 10,2% (R\$ 7 milhões/ano) e 51,1% de encargos de conexão (R\$ 1,5 milhão/ano).

Ainda com o objetivo de reduzir a tarifa de energia no país e melhorar o processo de formação de preços, o Governo em março deste ano, através do Conselho Nacional de Política Energética, publicou a resolução CNPE nº 3/2013, alterando a fórmula de cálculo do PLD. No modelo definitivo, a formação do PLD deverá considerar os mecanismos de aversão ao risco - que tratam do despacho de termelétricas fora da ordem de mérito.

A ordem de despacho das usinas, feita pelo ONS, é definida por ordem de mérito, ou seja, pela energia de menor custo. Geralmente, começa com a geração de energia das hidrelétricas e, na sequência, a geração pelas térmicas. O despacho térmico fora da ordem de mérito é o despacho das usinas térmicas com maiores custos com a finalidade de aumentar a confiabilidade do atendimento à demanda do país.

Até o final do 1T13, o despacho fora da ordem de mérito era custeado por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e pago apenas pelas distribuidoras e clientes livres. A partir de agosto, com base nessa nova resolução, essa parcela do custo que se refere ao ESS será rateado entre todos os agentes, ou seja, companhias de distribuição, de geração, agências de comercialização de energia e consumidores livres. Durante a fase de transição, entre abril e julho, metade destes custos já serão rateados entre todos os agentes e a outra metade será reateada entre os agentes compradores no mercado de curto prazo, por meio do Δ PLD (Delta PLD), a ser adicionado ao PLD para compor o chamado PLDfinal.

Como referência, o valor do Delta PLD de abril na região Sudeste/ Centro-Oeste foi de R\$ 123,96/MWh, sendo o PLD final de R\$ 320,09/MWh. Vale destacar que se houver despacho de térmica, entre os meses de maio e junho, continuará havendo rateio por meio do Delta PLD.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 1T13, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 631,8 milhões, montante 10,8% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 570,2 milhões). Esse crescimento é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) maior volume de vendas por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (3.058 GWh no 1T13 ante 2.879 GWh no 1T12) devido à sazonalidade do contrato bilateral e ao reajuste no preço desse contrato ocorrido em julho de 2012, quando passou de R\$ 173,68/MWh para R\$ 182,61/MWh; e
- (ii) elevação de 195,6% no volume de energia vendida por intermédio de outros contratos bilaterais (482 GWh no 1T13 ante 163 GWh no 1T12); parcialmente compensados pela:
- (iii) redução significativa do volume de energia faturada no mercado spot (42 GWh no 1T13 ante 571 GWh no 1T12) dado o rebaixamento de energia assegurada no sistema, a despeito da elevação do PLD médio na região Sudeste/Centro Oeste verificado no período (R\$ 322,75/MWh no 1T13 versus R\$ 66,26/MWh no 1T12); e
- (iv) redução de R\$ 5,0 milhões na receita auferida no MRE devido ao menor volume de energia vendida (600 GWh no 1T13 ante 1.256 GWh no 1T12).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	1T12	1T13	Variação (%) 1T13 x 1T12
Suprimento de Energia	570,2	631,8	10,8%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	500,0	558,6	11,7%
CCEE	50,6	16,7	-67,1%
<i>Spot</i>	38,9	10,1	-74,1%
<i>MRE</i>	11,6	6,5	-43,6%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,1	0,1	-48,6%
Outros Contratos Bilaterais	19,6	56,5	188,0%

DEDUÇÕES DA RECEITA

PIS e COFINS são impostos que incidem sobre a receita da AES Tietê. A alíquota aplicada ao contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 3,65% (regime cumulativo). Para as demais fontes de receita da Companhia, a alíquota é de 9,25% (regime não cumulativo).

A AES Tietê registrou, no 1T13, R\$ 33,7 milhões em deduções de receita ante R\$ 30,0 milhões no 1T12, um incremento de 12%. Esse desempenho é explicado pela maior participação da receita proveniente dos outros contratos bilaterais, cuja alíquota é de 9,25% e representou 11,6% da receita bruta total da Companhia.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 598,1 milhões no 1T13, montante 10,7% superior ao registrado no 1T12. Esse desempenho reflete: (i) o maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo combinado com o reajuste no preço desse contrato, ocorrido no mês de julho; e (ii) o aumento do volume de energia vendida em outros contratos bilaterais, conforme mencionado anteriormente.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

R\$ mil	1T12	1T13	Var (%) 1T13 X 1T12
Pessoal	17.860	19.319	8,2%
Material e Serviços de Terceiros	26.802	17.166	-36,0%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	18.739	16.146	-13,8%
Energia Comprada para Revenda	20.908	185.622	787,8%
Transmissão e Conexão	26.338	21.901	-16,8%
Provisões Operacionais	725	(1.785)	-
Outras despesas (receitas) operacionais	5.692	5.941	4,4%
Total de Custos e Despesas Operacionais	117.064	264.310	125,8%

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 264,3 milhões no 1T13, em comparação a R\$ 117,1 milhões no 1T12. Essa variação é explicada pelo aumento de R\$ 164,7 milhões nos custos com energia comprada para revenda no 1T13, principalmente para cobrir a exposição ao mercado spot causada pelo rebaixamento da garantia física do sistema. Excluindo os custos com depreciação e amortização, compra de energia e a redução dos encargos com conexão e transmissão por conta da MP 579, haveria uma queda de 12,9% nos custos e despesas operacionais. Vale mencionar que está sendo considerado no 1T12 o valor de R\$ 9,2 milhões referentes aos gastos com manutenção bi-anual das eclusas, que não ocorreu no 1T13.

As principais causas das variações das contas de custos e despesas operacionais estão detalhadas a seguir:

Pessoal

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 19,3 milhões no 1T13, uma elevação de 8,2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação reflete principalmente o dissídio de 6,5%, válido desde junho/2012, o que gerou uma elevação nas despesas com salários, benefícios e encargos.

Material e serviços de terceiros

No 1T13, a conta material e serviços de terceiros somou R\$ 17,2 milhões, o que indica uma queda de 36,0% quando comparado ao valor do 1T12 (R\$ 26,8 milhões). Essa redução é devida, principalmente, aos gastos com a manutenção bi-anual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava no valor de R\$ 9,2 milhões incorridos no 1T12, que não se repetiram em 2013 e ocorrerão novamente em 2014.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

As despesas com a CFURH apresentaram redução de 13,8% no 1T13 em relação ao 1T12, influenciadas pelo: (i) menor volume de energia gerada no período (3.198,3 GWh no 1T13 ante 3.828,2 GWh no 1T12); e (ii) reajuste de 3,54% na Tarifa Atualizada de Referência (TAR), que foi fixada em R\$ 75,45/MWh em janeiro de 2013.

Energia Comprada para Revenda

Os custos com energia comprada para revenda somaram R\$ 185,6 milhões no 1T13 ante R\$ 20,9 milhões no 1T12. Esse resultado foi influenciado pelo maior volume de energia comprada (1.288 GWh no 1T13 ante 1.117 GWh no 1T12) em função da exposição gerada pelo rebaixamento da garantia física do sistema, que foi de 10,2% ou 309 GWh no trimestre. Além disso, o aumento no preço médio negociado no mercado spot

na região Sudeste/Centro Oeste (R\$ 322,75/MWh no 1T13 ante R\$ 66,26/MWh no 1T12), dado o despacho de térmicas em razão do baixo nível dos reservatórios, também contribuiu para este resultado.

A tabela abaixo mostra o volume e custos com energia comprada no 1T13 em comparação ao 1T12, abertos por contratos bilaterais e MRE, Spot, além da exposição ao mercado de curto prazo gerada pelo rebaixamento da garantia física do sistema:

	1T12	1T13	Var (%)
<i>GWh</i>			
Bilaterais	131	462	252,4%
Spot/ MRE	986	518	-47,5%
Exposição	-	309	-
Total	1.117	1.288	15,4%
<i>R\$</i>			
Bilaterais	11	50	340,1%
Spot/ MRE	10	21	121,2%
Exposição	-	115	-
Total	21	186	787,8%

A Companhia não espera que haja novos rebaixamentos na mesma magnitude verificada em janeiro, quando o rebaixamento da garantia física do SIN atingiu 26%. Para 2013, a Companhia estima que o rebaixamento médio da garantia física do sistema possa variar de 4% a 9%, com despacho de térmicas de 9,5 GW a 13 GW, respectivamente. Com isso, a Companhia teria que comprar de 663 GWh a 1.163 GWh de energia no mercado de curto prazo para cobrir a exposição ocasionada pelo referido rebaixamento a um custo associado de R\$ 231 milhões a R\$ 441 milhões.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R\$ 26,3 milhões no 1T13, uma redução de 16,8% (R\$ 4,4 milhões) em comparação ao 1T12. Essa variação é explicada, principalmente, pelos novos valores de TUSD-g e TUSTrb homologados pela Aneel, em janeiro de 2013, com base nas Resoluções nº 1.433, 1.435, 1.479/2013, 1.398/2012 e 1395/12, como parte do Programa de Redução do Custo de Energia, do Governo Federal. Espera-se uma redução anual de 36,7% da TUSDg (R\$ 12,7 milhões/ano), 10,2% da TUST (R\$ 7 milhões/ano) e 51,1% de encargos de conexão (R\$ 1,5 milhão/ano). Para maiores detalhes vide o capítulo “Regulatório”.

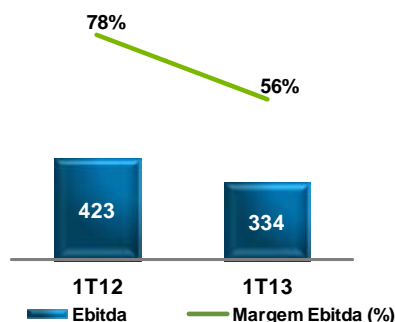
Provisões Operacionais e Outras Receitas / Despesas

No 1T13, as provisões operacionais e outras despesas apresentaram redução de 35,2% (R\$ 2,3 milhões) se comparadas às do 1T12. Essa variação é explicada, principalmente, pela: (i) reversão de PCLD (Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa), no valor de R\$ 1,7 milhão, em virtude do recebimento de parte do valor devido pela massa falida do Banco Santos em janeiro de 2013; e (ii) redução de R\$ 0,5 milhão nas despesas com acordos e condenações trabalhistas.

EBITDA

No 1T13, o Ebitda da AES Tietê foi inferior em 21,1% se comparado ao 1T12, alcançando R\$ 333,8 milhões, com margem de 55,8%. Tal desempenho é explicado, principalmente, pelo maior custo com energia comprada para revenda no 1T13 em relação ao 1T12. Excluindo o efeito da exposição da AES Tietê no mercado spot que acarretou em um maior custo com compra de energia, o Ebitda teria totalizado R\$ 448,8 milhões com margem de 75,0% no 1T13.

Evolução Ebitda (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

No 1T13, o resultado financeiro líquido registrado pela Companhia foi uma despesa de R\$ 10,8 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 10,4 milhões no 1T12. Essa variação foi influenciada principalmente pela queda no CDI que corrige as dívidas da Companhia.

R\$ mil	1T12	1T13	Var (%) 1T13 X 1T12
Receitas Financeiras	11.294	5.755	-49,0%
Despesas Financeiras	(21.730)	(16.511)	-24,0%
Despesas Financeiras	(22.157)	(16.414)	-25,9%
Variações Monetárias	427	(97)	-122,7%
Resultado Financeiro	(10.436)	(10.756)	3,1%

Receitas Financeiras

Em 31 de março de 2013, as disponibilidades e investimentos da AES Tietê somavam R\$ 675,7 milhões ante R\$ 413,3 milhões em 31 de março de 2012. Tais disponibilidades foram aplicadas em operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 97,0% do CDI no 1T13, comparadas à rentabilidade média de 102,8% do CDI no 1T12.

No 1T13, as receitas financeiras apresentaram um decréscimo de 49,0% (R\$ 5,5 milhões) em relação ao 1T12. Essa variação é explicada, principalmente, pela redução do CDI médio (7,0% a.a. no 1T13 comparado a 10,2% a.a. no 1T12), parcialmente compensada pelo ligeiro aumento no saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 402,1 milhões no 1T13 ante R\$ 392,7 milhões no 1T12).

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 16,5 milhões no 1T13, montante R\$ 5,2 milhões inferior ao registrado no 1T12. Essa variação ocorreu em função dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R\$ 7,8 milhões nos encargos financeiros ocasionado pela redução do CDI médio (7,0% a.a. no 1T13 comparado a 10,2% a.a. no 1T12) sobre a 1ª emissão de debêntures que é corrigida por CDI +1,20% a.a., parcialmente compensada pelo: (ii) impacto negativo de R\$ 1,1 milhão, em função de constituição de provisão; e (iii)

decréscimo de R\$ 0,7 milhão em juros capitalizados devido aos menores desembolsos com investimentos registrados no 1T13 (R\$ 3,1 milhões).

LUCRO LÍQUIDO

No 1T13, o lucro líquido da AES Tietê totalizou R\$ 185,7 milhões, 24,6% abaixo do verificado no 1T12. Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores: (i) aumento nos custos com energia comprada para revenda em função da exposição ao mercado spot de 10% ocasionada pelo rebaixamento da garantia física do sistema, combinada ao maior preço verificado; parcialmente compensado pela (ii) elevação da receita devido ao reajuste no preço e maior volume de energia vendida via o contrato bilateral com a AES Eletropaulo e ao maior volume de energia faturada via outros contratos bilaterais.

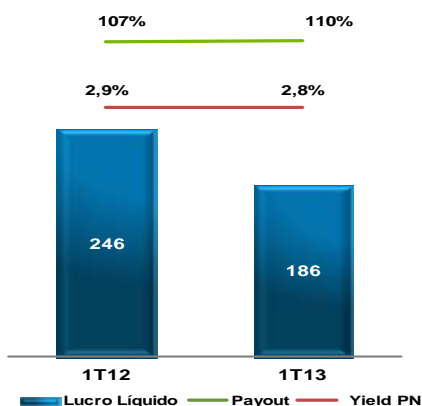
PROVENTOS

Os proventos referentes aos resultados do 1T13 totalizaram R\$ 203,7 milhões, o que corresponde a 109,7% do lucro líquido do trimestre. Esse valor será distribuído na forma de dividendos, com pagamento no dia 27 de maio de 2013, sendo: R\$ 0,509679160 por ação ordinária e R\$ 0,560647076 por ação preferencial.

A base de distribuição de dividendos considera a totalidade do lucro líquido do trimestre sob a forma de proventos, já que a Reserva Legal atingiu o limite legal de 20% do capital social em dezembro de 2005. Além disso, a mais valia dos ativos (ajuste de avaliação patrimonial a valor justo), que eleva a despesa com depreciação da Companhia, não é considerada para fins de distribuição de dividendos, ou seja, a despesa referente à mais valia do período é adicionada à base para a distribuição de dividendos. No 1T13, esse ajuste foi de R\$ 18,0 milhões.

Dividendos 1T13 (R\$ milhões)	
Lucro do Exercício - 31 de março de 2013	185,7
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	18,0
Constituição de Reserva Legal (5%)	-
Base para distribuição de dividendos	203,7
Saldo remanescente	-

Considerando o preço médio ponderado das ações ordinárias (R\$ 18,23) e preferenciais (R\$ 20,28) no 1T13, o *dividend yield* do período foi de 2,7% e de 2,8%, respectivamente.



em R\$ milhões		
Montante	Vencimento	Custo Nominal
933,0	04/2015	CDI + 1,20% a.a.
497,5	09/2013	CDI + 0,79% a.a.

Em 31 de março de 2013, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 1.436,0 milhões. Esse valor é 51,2% superior se comparado à posição de 31 de março de 2012 (R\$ 949,6 milhões), em função principalmente da 1ª emissão de notas promissórias realizada em 26 de março de 2013 no valor de R\$ 498 milhões. Deste valor, R\$ 300 milhões foram usados para o pagamento da primeira amortização da 1ª Emissão de Debêntures, ocorrido no dia 1 de abril de 2013 e o restante, R\$ 198 milhões, serão destinados aos projetos de modernização das usinas da Companhia. As notas promissórias serão resgatadas pela 2ª Emissão de Debêntures, a se realizar futuramente. No 1T13, as disponibilidades somavam R\$ 675,7 milhões, montante R\$ 262,4 milhões superior ao saldo registrado no 1T12 (R\$ 413,3 milhões). No entanto, a dívida líquida ao final do 1T13 era de R\$ 760,2 milhões, montante 41,8% superior em relação ao 1T12, em função do aumento da dívida bruta conforme explicado acima.

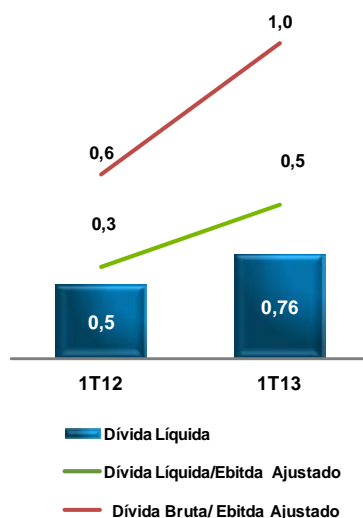
Covenants

A 1ª Emissão de Debêntures da Companhia possui covenant financeiro de Dívida Bruta/Ebitda Ajustado, que não pode ser igual ou superior a 2,5x. Esse indicador encerrou o trimestre em 1,0x, dentro do limite estabelecido.

Já o covenant da 1ª Emissão de Notas Promissórias considera o índice Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, que não pode ser igual ou superior a 3,5x. No 1T13, este índice estava em 0,5x.

Ambas as emissões consideram um covenant de cobertura de juros (Ebitda Ajustado/Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 1T13, esse indicador estava em 15,3x.

Dívida Líquida (R\$ bilhões)



INVESTIMENTOS

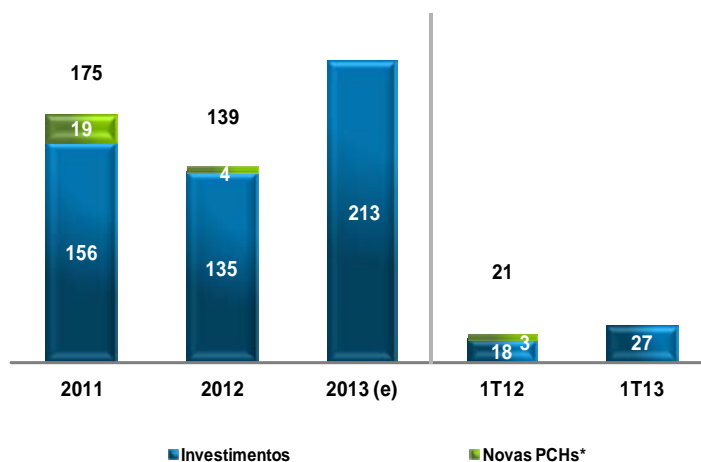
No 1T13, os investimentos somaram R\$ 27,3 milhões, valor 28% acima do montante total investido no 1T12 (R\$ 21 milhões). Desse total, destacam-se R\$ 23,9 milhões destinados à modernização e manutenção preventiva, principalmente nas usinas de Água Vermelha, Ibitinga e Nova Avanhandava, além de R\$ 3 milhões relacionados a projetos de TI.

Os investimentos destinados à modernização e manutenção preventiva visa à melhoria das condições operacionais e asseguarção da disponibilidade de geração de energia com segurança e eficiência.

Ao longo de 2013, a Companhia dará continuidade ao programa de modernização das suas unidades geradoras. Para isso, planeja investir um total de R\$ 213 milhões.

Histórico de Investimentos

(R\$ milhões)



OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê estabeleceu à Companhia a obrigação de expandir a capacidade instalada de seu sistema de geração (“Obrigação de Expansão”) em, no mínimo, 15% (aproximadamente 400 MW) no Estado de São Paulo, por intermédio de energia nova, no período de oito anos, a partir da assinatura do seu contrato de concessão (“Contrato de Concessão”), ocorrida em dezembro de 1999.

Contudo, foram estabelecidas restrições regulatórias desde a privatização, em especial a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004 (“Novo Modelo do Setor”), que tornaram inviável o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal qual originalmente concebida. Com o Novo Modelo do Setor, a AES Tietê passou a estar sujeita a restrições para a comercialização de energia elétrica, uma vez que a Companhia foi impedida de negociar contratos diretamente com as distribuidoras, que por sua vez foram obrigadas a adquirir energia através dos leilões de energia nova, dificultando assim o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio da contratação de energia elétrica de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo. Existem ainda restrições regionais, como a insuficiência de recursos hídricos no Estado de São Paulo, e restrições ambientais, que impediram diversas tentativas de atendimento da Obrigação de Expansão.

Em 6 de setembro de 2011, a Companhia foi notificada sobre uma citação processual em uma ação ordinária na qual o Estado de São Paulo requereu que a AES Tietê cumprisse, em um prazo de 24 meses, a obrigação de expandir sua capacidade instalada. O juiz responsável pela ação ordinária concedeu liminar, determinando o início do decurso do prazo de 60 (sessenta) dias para que a Companhia apresentasse seu plano para o cumprimento da Obrigação de Expansão.

A AES Tietê apresentou, o projeto “Termo São Paulo”, detalhado a seguir, como seu plano para atendimento da obrigação de expansão da capacidade.

Em 06 de dezembro de 2012 foi juntada no processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o Plano de Expansão de Capacidade apresentado pela AES Tietê (“Termo São Paulo”), onde se alega basicamente que: (i) o plano apresentado é consistente; (ii) não existe garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execução do plano; (iii) a usina termelétrica não seria a única alternativa para cumprir a obrigação de expansão; (iv) mesmo que o gás seja fornecido pela Petrobrás, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da obrigação. Em breve, a Companhia deverá ser intimada para se pronunciar sobre a manifestação do Estado de São Paulo.

Esforços realizados para cumprimento da obrigação de expansão

Para cumprir o requerimento de expansão, a Companhia está desenvolvendo um novo projeto para construção de uma termelétrica a gás natural, com capacidade de geração de aproximadamente 550 MW (“Projeto Termo São Paulo”). Em novembro de 2009, foi definida a localização da planta e, em agosto de 2010, concluído o estudo de viabilidade técnico-econômica, que indica a viabilidade do projeto e sinaliza a continuidade das ações de seu desenvolvimento.

Em janeiro de 2011, a AES Tietê protocolou na Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) o Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) e, em maio, participou da audiência pública realizada na cidade de Canas, visando à obtenção da Licença Ambiental Prévia (LP). No dia 18 de agosto de 2011, no município de Lorena, foi realizada audiência pública para complementar o processo de obtenção da licença. Em 20 de outubro de 2011, a Licença Prévia para construção da usina termoelétrica no município de Canas foi emitida pela CETESB.

A Companhia se inscreveu para participar dos Leilões A-5 de 2011, que ocorreu no dia 20 de Dezembro de 2011, além dos leilões A-3 e A-5 de 2012, que ocorrerem em 11 e 25 de outubro de 2012, respectivamente. Entretanto, devido à decisão da Petrobras de não entregar uma proposta vinculante de contrato de fornecimento de gás para projetos térmicos, incluindo o projeto Termo São Paulo, não foi possível participar desses certames.

Apesar deste entrave, a Companhia continua trabalhando para viabilizar o projeto Termo São Paulo. A prioridade hoje é resolver a questão do gás para que a Companhia possa participar dos leilões no mercado regulado (próxima oportunidade prevista para a segunda metade de 2013) ou vender a energia gerada pela Termo São Paulo no mercado livre.

Para tanto, a Companhia vem mantendo entendimentos com o Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia do Estado de São Paulo e Petrobras para viabilizar o fornecimento de gás.

Além do projeto “Termo-São Paulo”, a Companhia adquiriu a opção de compra de um projeto de usina termelétrica, com capacidade de 579 MW, a ser instalada no município de Araraquara. Com isso, foi garantida exclusividade para avaliação do projeto nos próximos anos e a possibilidade de adequá-lo aos padrões de desenvolvimento de negócios da AES. A Companhia acredita que exista potencial de sinergia e redução de custos caso os dois projetos sejam executados simultaneamente.

Contribuem para o cumprimento da meta da Obrigação de Expansão, a PCH São Joaquim (3 MW), finalizada em julho de 2011, e a PCH São José (4 MW), finalizada em março de 2012, além de dois contratos de longo prazo de compra de energia proveniente de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	1T12	2T12	3T12	4T12	2012	1T13
SALDO DE CAIXA INICIAL	441,9	413,4	273,5	392,4	441,9	398,8
Geração Operacional de Caixa	382,0	466,5	435,1	359,0	1.642,7	333,1
Investimentos	(17,6)	(17,4)	(28,3)	(63,5)	(126,8)	(24,2)
Despesas Financeiras Líquidas	(13,2)	(25,3)	(11,2)	(19,2)	(68,9)	(10,9)
Amortizações Líquidas	-	-	-	-	-	377,7
Imposto de Renda	(375,5)	(25,3)	(11,2)	(19,2)	(436,6)	(398,8)
Caixa Livre	(24,3)	402,8	373,8	258,1	1.010,4	276,8
Dividendos e JSCP	(4,2)	(542,6)	(250,6)	(253,6)	(1.051,0)	(0,0)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	413,4	273,5	392,4	396,9	396,9	675,7

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gerenciamento de caixa e pode apresentar algumas diferenças em relação aos procedimentos contábeis, que adotam o regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

Destaques 1T13 x 1T12

O fluxo de caixa livre totalizou R\$ 276,8 milhões no 1T13, montante 12,4% (R\$ 301,1 milhões) superior ao registrado no 1T12. Esse desempenho ocorreu em função dos seguintes fatores:

- (i) Variação positiva das amortizações líquidas, principalmente em função da 1ª emissão de notas promissórias da Companhia, no valor de R\$ 498,0 milhões, cuja liquidação financeira ocorreu em 26 março de 2013; que foi parcialmente compensado pelo pagamento de 40% da 1ª parcela de amortização de principal da 1ª emissão de debêntures no valor de R\$ 120,0 milhões. O restante da amortização (60% ou R\$ 180 milhões) serão pagos no mês de abril;
Tal evento foi parcialmente compensado pela:
- (ii) redução de R\$ 49,0 milhões na geração de caixa operacional (R\$ 333,1 milhões no 1T13 ante R\$ 382,0 milhões no 1T12) explicada principalmente pelo aumento dos custos com compra de energia devido ao maior volume comprado e preço *spot* médio verificados no período (R\$ 322,75/MWh no 1T13 versus R\$ 66,26/MWh no 1T12); e
- (iii) maior desembolso com imposto de renda no 1T13 (R\$ 398,8 milhões no 1T13 versus R\$ 375,5 milhões no 1T12), em função da elevação do resultado obtido pela Companhia no ano de 2012.

MERCADO DE CAPITAIS

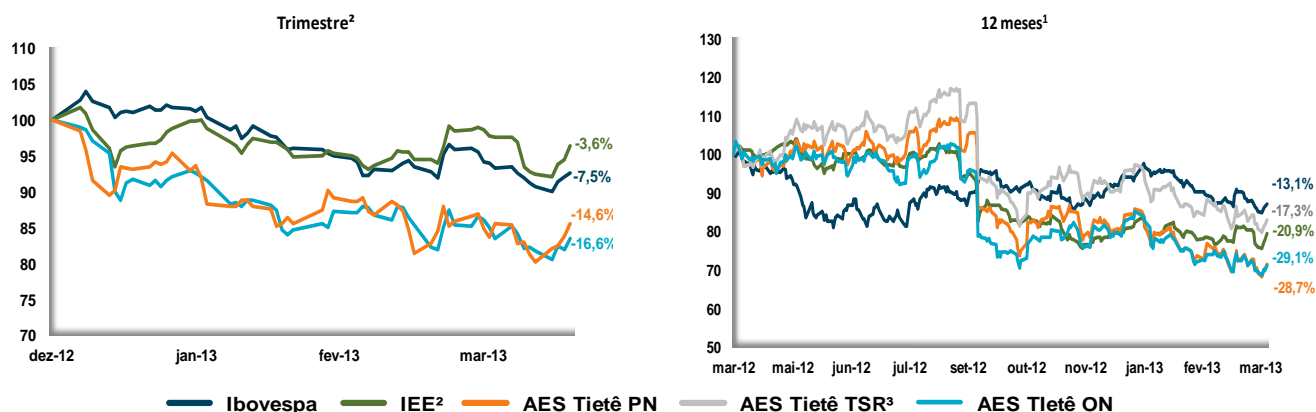
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações da AES Tietê encerraram o 1T13 cotadas a R\$ 17,50 (ON) e R\$ 19,60 (PN), apresentando desvalorização, respectivamente, de 29,1% e 28,7% em relação ao final do 1T12. Neste mesmo período, o Ibovespa desvalorizou 13,1%, e seguindo a mesma tendência de queda, o IEE desvalorizou 20,9%. O desempenho do papel ainda reflete a reação do mercado após o anúncio do programa de redução de custos de energia em setembro de 2012 e do rebaixamento da garantia física anunciado em fevereiro de 2013 que impactaram o desempenho das ações de todo o setor elétrico.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante os três primeiros meses de 2013. Foram registrados 46.487 negócios envolvendo ações ordinárias (acréscimo de 2% sobre o

1T12), movimentando aproximadamente 13,8 milhões de ações. No mesmo período, foram registrados 189.793 negócios envolvendo 68 milhões de ações preferenciais, volume 49% superior ao registrado no 1T12.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR³ Base 100



1 - Índice - 29/03/2012 = 100 2 - Índice - 28/12/2012 = 100

3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista

(Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período)

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasileira de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.111	32,3%	200.330.020	52,5%
Centrais Elétricas Bras. S.A - Eletrobrás	150.534	0,1%	30.107.688	16,4%	30.258.222	7,9%
Outros (Free Float)	56.427.768	28,6%	94.237.483	51,3%	150.665.251	39,5%
Total	197.461.211	100,0%	183.792.282	100,0%	381.253.493	100,0%

Em 31/03/2013

DESEMPENHO SOCIAL

Segurança

A segurança dos colaboradores e da população é o valor número 1 da AES Tietê. No 1T13, a Companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com os colaboradores e contratados, encerrando o trimestre com 1.294 ações entre Inspeções e Caminhadas de Segurança. No 1T13, as preleções de segurança atingiram 100% dos colaboradores. Apesar disso, três acidentes com colaboradores terceirizados foram registrados em nossa força de trabalho.

No primeiro trimestre desse ano, os indicadores de desempenho de segurança, a taxa de gravidade (TG) e taxa de frequência (TF) de acidentes, mantiveram-se estáveis em relação aos colaboradores próprios (zero para ambos) e houve um aumento na TF com colaboradores terceiros de 2,87 para 13,21 em relação ao 1T12.

Com relação à segurança com a população, desde fevereiro de 2009 não ocorrem acidentes nos reservatórios. Esse resultado deve-se a uma intensa campanha de segurança, na qual são veiculadas mensagens de alerta sobre a permanência de pessoas nas bordas das usinas, em jornais e rádios locais.

Desenvolvimento e Valorização de Comunidades

O desenvolvimento e valorização das comunidades da AES Tietê no 1T13 são reflexos dos investimentos realizados em 2012 (R\$ 12,8 milhões). Uma parte desses recursos beneficiou mais de 18,6 mil pessoas no período por meio do acesso à educação e cultura nas 4 unidades da Casa de Cultura e Cidadania mantidas pela AES Tietê no interior do Estado de São Paulo.

DESEMPENHO AMBIENTAL

Uso Eficiente dos Recursos Naturais

A gestão de resíduos sólidos na AES Tietê resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 86% dos resíduos gerados pela companhia. O resultado contribui não só para a mitigação dos impactos das atividades, como também para a redução das despesas decorrentes da disposição final em aterros.

CONTATOS:		
Clarissa Sadock Diretora de Relações com Investidores clarissa.sadock@aes.com Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Lina Gallo	lina.gallo@aes.com	(11) 2195-2097
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Luciana Silvestre	luciana.silvestre@aes.com	(11) 2195-2282
Victor Vaz	victor.vaz@aes.com	(11) 2195-2211
Thatiana Zago	thatiana.zago@aes.com	(11) 2195-2681
www.aestiete.com.br/ri ri.aestiete@aes.com		

AES TIETÊ CONVIDA PARA:

Teleconferência / *Webcast*

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: quinta-feira, 09 de maio de 2013

HORÁRIO: 16h30 (BR) / 3h30 pm (EST)

CONEXÃO:

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

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Tietê

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO PORTUGUÊS: 1611851#

CÓDIGO INGLÊS: 0076861#

DISPONIBILIDADE: 09/05/13 até 15/05/13

Os *slides* da apresentação estarão disponíveis para visualização e *download* no *website* www.aestiete.com.br/ri.

O áudio da teleconferência será transmitido ao vivo pela Internet, no mesmo *website*, onde ficará disponível após o evento.

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Tietê, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Empresa, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Empresa. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.12.2012	31.03.2013
ATIVO CIRCULANTE	664.486	1.143.543
DISPONIBILIDADES	396.923	675.695
Caixa e bancos	89.302	202.047
Aplicações financeiras	307.621	473.648
CRÉDITOS	232.462	311.653
Revendedores	27.615	37.690
Contas a receber de partes relacionadas	204.847	272.491
Devedores Diversos	-	1.472
OUTROS	35.101	156.195
Tributos e contribuições sociais	11.740	20.376
Outros créditos	23.361	135.819
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.279.842	3.262.765
Títulos a recuperar	99.063	96.581
Outros tributos compensáveis	791	791
Cauções e depósitos vinculados	6.897	6.861
Outros créditos	14.386	12.609
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.386)	(12.609)
Imobilizado	3.122.330	3.104.375
Intangível	50.761	54.157
TOTAL DO ATIVO	3.944.328	4.406.308

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.12.2012	31.03.2013
PASSIVO CIRCULANTE	905.848	1.185.848
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	316.602	831.610
Empréstimos e financiamentos	316.335	831.346
Encargos de dívidas	267	264
FORNECEDORES	116.222	174.284
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	397.801	108.833
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	24.655	24.651
PROVISÕES	21.013	20.909
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	12.250	12.004
Provisão para litígios e contingências	8.763	8.905
OUTRAS CONTAS A PAGAR	29.555	25.561
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.232.874	1.229.066
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	603.508	604.384
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTINGÊNCIAS	46.268	47.419
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	581.552	576.261
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	774	195
OUTROS	772	807
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.805.606	1.991.394
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.844	253.907
Reservas de Lucro - Legal	41.445	41.445
Ajuste de avaliação patrimonial	1.123.871	1.105.912
Dividendos adicional proposto	181.875	181.875
Lucros acumulados	-	203.684
Outros resultados abrangentes	(2.656)	(2.656)
TOTAL DO PASSIVO	3.944.328	4.406.308

Demonstração dos Resultados	1T12	1T13	Var (%) 1T13 X 1T12
Receita Operacional Bruta	570.228	631.759	10,8%
Suprimento e Transporte de Energia	570.228	631.745	10,8%
Outras Receitas	-	14	-
Deduções da Receita Operacional	(30.049)	(33.660)	12,0%
Receita Operacional Líquida	540.179	598.099	10,7%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(156.490)	(305.467)	95,2%
Pessoal	(17.860)	(19.319)	8,2%
Material	(956)	(861)	-9,9%
Serviços de Terceiros	(25.846)	(16.305)	-36,9%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(18.739)	(16.146)	-13,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(20.908)	(185.622)	787,8%
Transmissão e Conexão	(26.338)	(21.901)	-16,8%
Depreciação e Amortização	(39.426)	(41.157)	4,4%
Provisões Operacionais	(725)	1.785	-
Outras despesas (receitas) operacionais	(5.692)	(5.941)	-
Resultado do Serviço	383.689	292.632	-23,7%
EBITDA	423.115	333.789	-21,1%
Receita (Despesa) Financeira	(10.436)	(10.756)	3,1%
Receitas Financeiras	11.294	5.755	-49,0%
Despesas Financeiras	(22.157)	(16.414)	-25,9%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	427	(97)	-122,7%
Resultado Antes dos Tributos	373.253	281.876	-24,5%
Provisão para IR e Contribuição Social	(135.920)	(98.961)	-27,2%
Impostos Diferidos	8.911	2.810	-68,5%
Lucro Líquido do Exercício	246.243	185.725	-24,6%

GLOSSÁRIO

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 no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

Capacidade instalada dos sistemas interligados - É o somatório das potências nominais das centrais geradoras e instalações de importação de energia em cada um dos sistemas interligados das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Neste último caso não é considerada a potência nominal relativa à Itaipu Binacional.

Capacidade instalada nacional - É a soma das capacidades instaladas dos sistemas interligados, acrescida das capacidades instaladas dos sistemas isolados.

CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) - Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, cuja criação foi autorizada nos termos do art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e do Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes da CCEE, restritos ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

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

Contrato bilateral - Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, tendo por objeto estabelecer preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pelo Decreto nº 5.184, de 16 de agosto de 2004, com base no disposto na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. É o órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

Megawatt (MW) - Unidade de medida de energia mecânica ou elétrica, de fluxo térmico e de fluxo energético de radiação, equivalente a um milhão de watts.

MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) - É direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferência de energia entre geradores.

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - 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.

PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) - Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 KW e igual ou inferior a 30.000 KW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 Km².

TAR (Tarifa Atualizada de Referência) - É utilizada para o cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos. A tarifa é reajustada anualmente com base no IPCA.

TUSDg (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para as geradoras) - Tarifa destinada ao pagamento pelo uso do sistema de distribuição.

TUSTrb (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) - Tarifa relativa ao uso de instalações da Rede Básica, que considera os custos de operação e expansão das linhas de transmissão.