

## Resultados econômico-financeiros 1T11

### LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 193,4 MILHÕES NO 1T11 E SERÁ INTEGRALMENTE DISTRIBUÍDO SOB A FORMA DE DIVIDENDOS

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

No 1T11, a AES Tietê apurou lucro líquido de R\$ 193,4 milhões, o que representa uma redução de 12,1% na comparação com o resultado obtido no mesmo período do ano anterior, em função de item não recorrente que beneficiou o resultado do 1T10 em R\$ 42,6 milhões. Desconsiderando tal efeito, o resultado da AES Tietê no trimestre seria estável em relação ao registrado no 1T10.

Para 2011, a Companhia manterá seu foco na excelência operacional e na disponibilidade de geração de energia. Para tal, planeja investir R\$ 157,8 milhões na modernização e manutenção preventiva de suas usinas, assim como na finalização da construção de duas PCH's. No 1T11, já foram investidos R\$ 23,0 milhões no programa de modernização das usinas de Nova Avanhandava, Ibitinga e Caconde.

Dando continuidade à prática de distribuição de proventos adotada desde 2006, a AES Tietê distribuirá a seus acionistas a totalidade do lucro distribuível obtido no 1T11 na forma de dividendos.

	Volume de energia gerada 36,3% superior à garantia física		Redução de custos e despesas em 4,6%		Redução de 12,1% no Lucro Líquido		R\$ 35 milhões em Investimentos
---	--	---	--------------------------------------	---	-----------------------------------	---	---------------------------------

R\$ milhões	1T10	1T11	Var (%)
Receita Bruta	483,3	438,3	-9,3%
Receita Líquida	459,8	416,4	-9,4%
Custos e Despesas Operacionais*	-81,9	-78,2	-4,6%
EBITDA	377,8	338,2	-10,5%
Margem EBITDA - %	82,2%	81,2%	-1,0 p.p.
Lucro Líquido	220,0	193,4	-12,1%
Margem Líquida - %	47,8%	46,4%	-1,4 p.p.
Patrimônio Líquido	2.235,7	2.174,4	-2,7%
Dívida Líquida	360,2	450,2	25,0%

\*não inclui depreciação

Índices	1T10	1T11	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	0,4x	0,3x	-21,1%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,2x	0,2x	28,5%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,3x	0,4x	26,1%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	9,5x	12,0x	25,6%

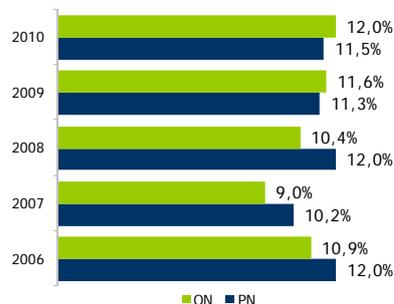
\*\* últimos 12 meses

Dados Operacionais	1T10	1T11	Var (%)
Energia Gerada - GWh	4.274,1	3.482,0	-18,5%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	152,00	159,85	5,2%
Investimentos - R\$ milhões	8,2	34,5	323,7%
Funcionários	327	328	0,3%

\*\*\* Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 12 de maio de 2011 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao primeiro trimestre de 2011 (1T11). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto se estiverem indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de suas controladas AES Minas PCH Ltda e AES Rio PCH Ltda., de acordo com a Legislação Societária.

### Dividend Yield



Dividend yield - Preço Médio Ponderado do Período

GETI3: R\$ 22,09 GETI4: R\$ 25,00 (10/05/11)

VALOR DE MERCADO: R\$ 8.957 MM

VALOR DE MERCADO: US\$ 5.574 MM

## DESTAQUES DO 1T11

### Operacional

- ↑ Geração de energia 36,3% superior à garantia física.
- ↑ Investimentos de R\$ 35 milhões no período, especialmente no programa de modernização das usinas de Nova Avanhadava (347MW), Ibitinga (132MW) e Caconde (80MW).

### Financeiro

- ↓ Receita líquida de R\$ 416,4 milhões, redução de 9,4% em relação ao 1T10 devido à sazonalidade do contrato com a AES Eletropaulo.
- ↑ Redução de 4,6% nos custos e despesas operacionais, excluindo depreciação.
- ↓ O Ebitda, de R\$ 338,2 milhões, 10,5% inferior ao registrado no 1T10, porém com margem estável em 81%.
- ↓ Lucro líquido de R\$ 193,4 milhões, resultado 12,1% inferior ao obtido no 1T10, em virtude de item não-recorrente que beneficiou o resultado daquele ano.

### Eventos Subsequentes

- ↑ Na AGO/E realizada em 29 de abril de 2011, foi aprovada a distribuição de proventos no valor de R\$ 234,6 milhões referentes ao 4T10. Desse montante, R\$ 204,6 milhões serão distribuídos na forma de dividendos complementares do saldo remanescente do lucro líquido do 4T10, sendo R\$ 0,51 por ação ON e R\$ 0,56 por ação PN. Adicionalmente, foi aprovada a distribuição de R\$ 30,1 milhões na forma de juros sobre capital próprio (JSCP), conforme segue: R\$ 0,08 por ação ON e R\$ 0,08 por ação PN. Os pagamentos serão efetuados em 17 de maio de 2011.
- ↑ Em 12 de maio de 2011, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de R\$ 212,3 milhões na forma de dividendos, correspondentes a 109,8% do lucro líquido do 1T11, na seguinte proporção: R\$ 0,53 por ação ordinária e R\$ 0,58 por ação preferencial. O pagamento será efetuado em 26 de maio de 2011.

## CONTEXTO OPERACIONAL

### GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

A energia produzida pelas usinas geradoras no Brasil é destinada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), formado por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte do País. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do Brasil encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica.

Cabe ao Operador Nacional do Sistema (ONS) executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração, visando eliminar as diferenças entre a programação do despacho otimizado e o realizado, utilizando os recursos energéticos disponíveis.

As variações climáticas tendem a ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano uma vez que a produtividade das usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN permite captar toda a energia gerada no sistema e distribuí-la da maneira mais adequada ao longo do País, permitindo a troca de energia entre regiões e obtendo benefícios da diversidade das bacias hidrográficas.

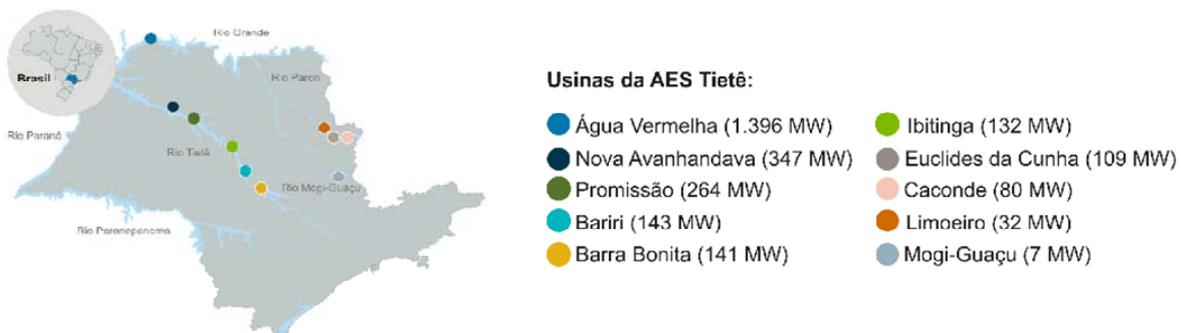
De acordo com as regras do MRE, o volume total de energia gerada no País será alocado a cada geradora do SIN proporcionalmente aos seus respectivos níveis de garantia física. Esta alocação busca assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de energia assegurada independentemente de seus 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 houver saldo de energia produzida, o adicional da geração, designada “energia secundária”, deve ser alocado proporcionalmente entre tais membros. A Comercialização da energia secundária e do MRE é feita por meio da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e 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

Uma das mais eficientes geradoras de energia elétrica do Brasil, a AES Tietê possui um parque de usinas composto por 17 hidrelétricas, com capacidade instalada de 2.657 MW e garantia física de 1.280 MW médios.

As hidrelétricas mostradas abaixo fazem parte da AES Tietê (Controladora). O complexo envolve 10 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 2.651 MW e garantia física de 1.275 MW médios, localizadas nos rios Tietê, Grande, Pardo e Mogi-Guaçu, nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo.

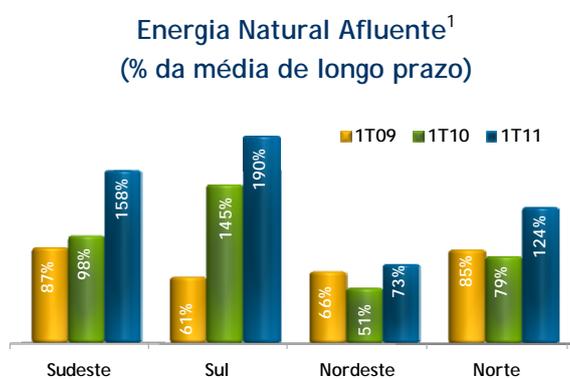


A Companhia controla a AES Minas PCH Ltda (“PCH Minas”), uma empresa detentora de 7 Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”) no Estado de Minas Gerais, sendo que uma delas está desativada, sob estudo de viabilidade técnica. A capacidade instalada das PCHs operacionais somadas é de 5,4 MW, com garantia física de 4,9 MW médios

## RESERVATÓRIOS

O 1T11 foi marcado pelo período de chuvas, com a verificação de aflúências acima da média. No mês de janeiro, as aflúências no Sudeste ficaram 36% acima da média, enquanto que em fevereiro ficaram 17% abaixo da média, devido a uma massa de ar seco que bloqueou a passagem das massas úmidas pela região. Em março, essa massa de ar seco enfraqueceu e ocorreram grandes aflúências no Sudeste, com o volume registrado ficando 58% acima da média.

No 1T11, tanto o Sudeste como as demais regiões apresentaram energia natural afluyente<sup>1</sup> acima da média se comparada com o 1T10 e 1T09, conforme demonstra o gráfico abaixo.

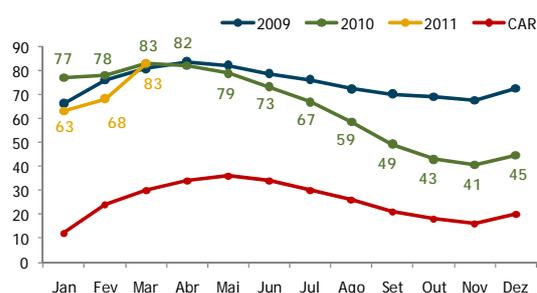


Fonte: ONS (Abril/11)

Ao final do 1T11, devido à grande ocorrência de precipitações, o nível de armazenamento dos reservatórios estava confortável em todas as regiões do Brasil, como pode ser observado no gráfico abaixo. Na Região Sudeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, os níveis chegaram ao final do 1T11 com volume 53% superior à CAR (curva de aversão ao risco), calculada pelo ONS.



### Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE



O nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê era de 98,1% ao final de março de 2011, desempenho semelhante ao observado no mesmo período do ano anterior, quando este percentual foi de 97,1%. Como podemos observar no gráfico abaixo, o alto nível dos reservatórios das usinas da AES Tietê no final do primeiro trimestre de 2011 é reflexo da boa aflúência de chuvas que vem ocorrendo nos últimos meses.

<sup>1</sup> Energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio em um reservatório de uma usina hidrelétrica.

### Nível dos reservatórios - AES Tietê



## FONTES DE RECEITA

### AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 11.108 GWh, ou seja, o que indica o montante anual a ser entregue até o término da vigência do contrato, em 31/12/2015. 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. Além disso, é importante mencionar que anualmente as distribuidoras propõem uma sazonalidade às geradoras, que podem aceitar ou solicitar alterações. Essa negociação é feita por intermédio da CCEE, geralmente no mês de dezembro, para que a sazonalidade dos contratos seja definida para o ano seguinte.

No 1T11, as vendas para a AES Eletropaulo foram de 2.525,8 GWh, 16,2% abaixo do volume vendido no primeiro trimestre de 2010, em função da sazonalidade do contrato.

O preço praticado no contrato bilateral foi fixado em 2000, data de sua homologação pela Aneel com base na regulamentação vigente que estabelecia o Valor Normativo (VN) como parâmetro de preço para contratações bilaterais. Desde então, este preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M, conforme também estabelecido no contrato. Em 4 de julho de 2010, ocorreu o reajuste anual pelo IGP-M acumulado no período, de 5,17%, quando o preço passou de R\$ 152,00/MWh para R\$ 159,85/MWh.

### CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

A tarifa aplicada à energia faturada por meio do MRE é ajustada anualmente. Em 2010, esta tarifa foi de R\$ 8,51/MWh e em 2011 é de R\$ 8,99/MWh. Paralelamente, os preços aplicados à energia faturada no mercado *spot* variam de acordo com condições mercadológicas de oferta e demanda de energia. O preço *spot* médio no submercado do sudeste subiu 87,4% nos últimos 12 meses, passando de R\$ 18,2/MWh no 1T10 para R\$ 34,1/MWh no 1T11. A elevação do preço entre os períodos decorre da influência da hidrologia desfavorável em fevereiro de 2011.

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

Desde 2009, a Companhia vem firmando contratos bilaterais de venda de energia de curto e longo prazo de forma a aproveitar oportunidades de mercado e rentabilizar a energia incentivada proveniente das PCHs de Minas e Mogi. Desta forma, a AES Tietê assinou contratos bilaterais de compra de energia com o objetivo de destinar a parcela de energia incentivada proveniente de suas PCHs, que estava sendo vendida à AES Eletropaulo, para clientes especiais. Tais clientes são

consumidores ligados em média tensão, com a demanda entre 500kW e 3.000kW, autorizados a comprar energia das referidas fontes.

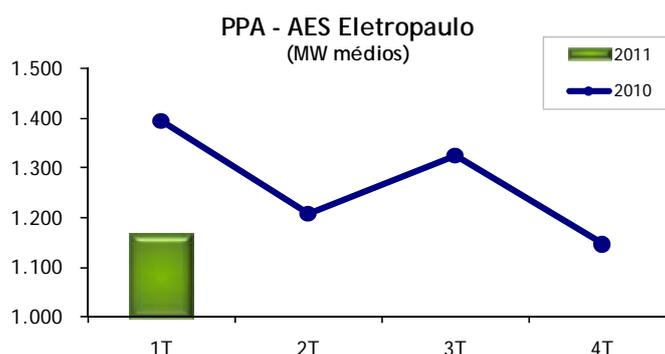
## DESEMPENHO OPERACIONAL

Geração (Consolidado) - GWh	1T10	1T11	Variação (%) 1T11 x 1T10
Energia Gerada Bruta	4.274,1	3.482,0	-18,5%

No 1T11, o volume total de energia gerado pelas usinas da AES Tietê foi 18,5% inferior ao do 1T10. Tal queda deveu-se principalmente ao menor volume de energia gerada pela usina de Nova Avanhandava, já que duas de suas três unidades geradoras estão em processo de manutenção e modernização. Apesar disso, a geração total das usinas da Companhia atingiu tanto o nível de energia assegurada para o período, como o montante de energia despachado pelo ONS para o trimestre.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	1T10	1T11	Variação (%) 1T11 x 1T10
Energia Faturada	4.276,0	3.645,1	-14,8%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	3.014,6	2.525,8	-16,2%
CCEE	1.209,0	1.010,8	-16,4%
<i>Spot</i>	642,9	424,1	-34,0%
<i>MRE</i>	566,1	586,7	3,6%
Outros Contratos Bilaterais	52,5	108,4	106,5%

A quantidade de energia faturada para a AES Eletropaulo no 1T11 apresentou redução de 16,2% quando comparado ao mesmo período do ano anterior. Esta redução se deve à sazonalidade existente no contrato bilateral com a AES Eletropaulo, conforme explicado anteriormente.



Quanto ao volume de energia faturada por meio da CCEE, houve redução de 16,4% na comparação com o 1T10, devido ao menor volume de receita proveniente de energia secundária liquidada no *spot* pela AES Tietê.

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	1T10	1T11	Variação (%) 1T11 x 1T10
<b>Suprimento de Energia</b>	<b>483,3</b>	<b>438,3</b>	<b>-9,3%</b>
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	458,2	403,8	-11,9%
CCEE	17,5	19,2	10,1%
<i>Spot</i>	12,2	13,6	11,3%
<i>MRE</i>	4,8	5,3	9,1%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,4	0,4	-13,1%
Outros Contratos Bilaterais	7,6	15,3	101,4%

No 1T11, o faturamento gerado pelo contrato bilateral com a AES Eletropaulo atingiu R\$ 403,8 milhões enquanto o faturamento derivado das operações na CCEE foi de R\$ 19,2 milhões e o de outros contratos bilaterais foi de R\$ 15,3 milhões.

A elevação de 10,1% do valor faturado por meio da CCEE em relação ao 1T10 deve-se principalmente às maiores receitas no mercado *spot*, onde a média dos preços passou de R\$ 18,2/MWh no 1T10 para R\$ 34,1/MWh no 1T11, influenciado pela hidrologia desfavorável em fevereiro, conforme mencionado anteriormente.

A receita com outros contratos bilaterais também apresentou acréscimo em função de novas oportunidades de mercado identificadas pela Companhia, o que resultou na maior venda de contratos de energia incentivada no 1T11.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

### RECEITA BRUTA

A AES Tietê auferiu receita operacional bruta de R\$ 438,3 milhões no 1T11, 9,3% inferior àquela registrada no mesmo período do ano anterior, de R\$ 483,3 milhões. Essa redução é explicada pela redução de 16,2% no volume de energia vendida para a AES Eletropaulo, em função da sazonalidade do contrato bilateral, que passou de 3.015 GWh no 1T10 para 2.526 GWh no 1T11. A redução do volume de energia vendida para a AES Eletropaulo foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores: (i) reajuste anual do preço da energia vendida por intermédio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo em 04 de julho de 2010, que passou de R\$ 152,00/MWh para R\$ 159,85/MWh; e (ii) crescimento de 106,5% no volume de energia vendida por intermédio dos outros contratos bilaterais (108,4 GWh no 1T11 ante 52,5 GWh no 1T10).

A sazonalização do contrato bilateral é influenciada pelo comportamento esperado para a carga da AES Eletropaulo, bem como pela alocação de energia dos demais contratos da Companhia, conforme explicado na seção Fontes de Receita - AES Eletropaulo. Entretanto, o montante anual do contrato bilateral é fixo em 11.108 GWh, de modo que o menor volume de energia vendida nesse trimestre será compensado ao longo de 2011.

### DEDUÇÕES DA RECEITA

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

Na comparação entre o 1T11 e o 1T10, nota-se que as deduções apresentaram variação negativa de 6,9%, enquanto a variação da receita bruta foi negativa em 9,3%. A diferença é explicada pelo mix de receita, já que entre os períodos confrontados houve menor participação da receita proveniente do contrato bilateral da AES Eletropaulo, sobre a qual é aplicada uma alíquota de PIS/COFINS mais baixa se comparada àquela das receitas registradas com as operações na CCEE.

## RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê somou R\$ 416,4 milhões no 1T11, com redução de 9,4% em relação ao 1T10. O desempenho reflete o menor volume de energia vendida para a AES Eletropaulo por conta da sazonalidade do contrato bilateral, sendo parcialmente compensado pelo efeito positivo gerado pelo reajuste do preço desse contrato, de 5,2%, ocorrido em julho de 2010.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	1T10	1T11	Var (%) 1T11 X 1T10
Pessoal	16.879	17.003	0,7%
Material e Serviços de Terceiros	17.449	13.156	-24,6%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	18.588	15.981	-14,0%
Energia Comprada para Revenda	5.444	10.240	88,1%
Transmissão e Conexão	23.642	22.811	-3,5%
Provisões Operacionais	3.819	(776)	-120,3%
Outras despesas (receitas) operacionais	(3.880)	(203)	-94,8%
<b>Total de Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>81.941</b>	<b>78.212</b>	<b>-4,6%</b>

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, somaram R\$ 78,2 milhões no 1T11, o que representa uma redução de 4,6% (ou R\$ 3,7 milhões) em relação ao registrado no mesmo trimestre do ano anterior.

As principais causas das variações das contas de custos e despesas operacionais são detalhadas abaixo:

### Pessoal

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 17,0 milhões no 1T11, desempenho praticamente estável em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (0,7%). A pequena variação é explicada, sobretudo, pelo aumento de R\$ 1,1 milhão nas despesas com salários, benefícios e encargos, que reflete principalmente o dissídio de 6,5% de 2010/2011, válido a partir de junho/2010, e compensado parcialmente pela redução de R\$ 0,8 milhão na linha de condenações, indenizações e acordos trabalhistas, em função do patamar elevado das referidas despesas em 2010.

### Material e serviços de terceiros

No 1T11, a conta material e serviços de terceiros somou R\$ 13,2 milhões, o que indica uma queda de 24,6% quando comparado ao 1T10. O desempenho resulta de gastos incorridos em 2010 que não se repetiram neste ano, a saber: (i) manutenção bi-anual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava (R\$ 4,0 milhões) e; (ii) manutenção de equipamentos de geração da usina de Nova Avanhandava (R\$ 1,2 milhão).

## Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

No 1T11, em comparação com mesmo período de 2010, houve um decréscimo de 14,0% nas despesas com a CFURH (R\$ 2,6 milhões). Tal variação decorre da redução de 18,5% no volume de energia gerada (3.482 GWh no 1T11 ante 4.274 GWh no 1T10) parcialmente compensada pelo reajuste da TAR (Tarifa Anual de Referência). Em dezembro de 2010, a Aneel autorizou o reajuste de 5,63% para a TAR de 2011, que foi fixada em R\$ 68,34/MWh.

## Energia Comprada para Revenda

O custo com energia comprada para revenda aumentou de R\$ 5,4 milhões no 1T10 para R\$ 10,2 milhões no 1T11, o que indica acréscimo de 88,1%. Esse avanço deve-se ao crescimento de 172,7% no volume de energia comprada (100,4 GWh no 1T10 ante 273,8 GWh no 1T11). Tal efeito foi parcialmente compensado pelo preço médio mais baixo praticado neste período (R\$ 40,58/MWh no 1T11 comparado a R\$ 58,49/MWh no 1T10).

Apesar dos preços mais elevados tanto nos contratos bilaterais de compra de energia como nas compras no mercado *spot*, o preço médio de compra do 1T11 foi reduzido devido à maior participação dos gastos no MRE, que possui tarifa bastante reduzida (R\$ 8,99/MWh). O volume de energia comprada no MRE se elevou porque, no primeiro trimestre de 2011, foram mais frequentes os períodos em que a geração das usinas da Companhia ficou abaixo da garantia física em função do despacho centralizado do ONS. Para o total do trimestre, a geração da Companhia ficou acima de sua energia assegurada e, portanto, a venda de energia para o MRE foi superior à compra.

## Transmissão e Conexão

Comparando o 1T11 com o 1T10, os custos de transmissão e conexão foram reduzidos em R\$ 0,8 milhão, totalizando R\$ 22,8 milhões nesse trimestre. O desempenho foi influenciado pelos seguintes fatores:

- (i) redução de 5,89% na tarifa de TUSTrb de Água Vermelha no ciclo 2010/2011, o que gerou uma economia de R\$ 0,8 milhão;
- (ii) pagamento, no 1T10, de PIS/COFINS da TUSDg relativa ao período de julho/09 a fev/10, no valor de R\$ 0,9 milhão.

A tarifa de TUSTrb de Água Vermelha é reajustada sempre no mês de julho, enquanto as tarifas das demais usinas da Companhia são reajustadas nas datas dos reajustes/revisões tarifárias das distribuidoras que atendem as áreas de concessão onde essas usinas estão localizadas. Em agosto/10, ocorreu o reajuste da TUSDg da usina de Nova Avanhandava (6,59%); em fevereiro/11, ocorreram os reajustes das usinas de Caconde e Limoeiro (11%) e Euclides da Cunha (12%); e os reajustes das demais usinas ocorrerão no mês de abril.

As reduções citadas acima foram parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 0,4 milhão nos gastos com Encargo de Conexão. O reajuste desse encargo ocorre no mês de julho de cada ano. Para o ciclo 2009/2010, foi estabelecido o valor de R\$ 0,9 milhão, a serem pagos em parcelas iguais mensais, enquanto que para o ciclo 2010/2011, os encargos de conexão da Companhia alcançaram R\$ 2,7 milhões.

## Provisões Operacionais

No 1T11, as provisões operacionais registraram valor negativo (receita líquida) de R\$ 0,8 milhão ante R\$ 3,8 milhões positivos (despesa líquida) registrados no 1T10. Essa variação foi influenciada pelo registro, no 1T10, do item não recorrente relacionado à provisão referente à discussão judicial entre AES Sul, Aneel e algumas empresas do setor elétrico sobre o despacho no. 288/02 (R\$ 3,4 milhões). O referido despacho havia anulado os ganhos obtidos pela AES Sul no mercado *spot* na época do racionamento, mas uma liminar concedida à AES Sul exigiu a recontabilização realizada pela CCEE, onerando a Companhia. Em dezembro de 2009, o aprofundamento da análise para a elaboração da defesa da Companhia fez com que o prognóstico de perda da ação fosse alterado de possível para provável, exigindo o provisionamento de R\$ 20,9 milhões, somados a um complemento de R\$ 4,5 milhões no 1T10, totalizando R\$ 25,4 milhões. Vale observar que dos R\$ 4,5 milhões

provisionados no 1T10, R\$ 1,1 milhão está classificado no resultado financeiro, restando os R\$ 3,4 milhões acima mencionados.

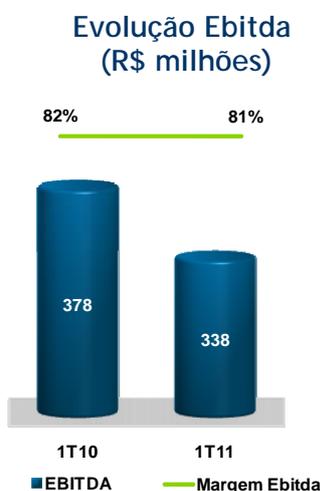
### Outras Despesas

A conta de outras despesas registrou valor negativo (receita), tanto no 1T11 (R\$ 0,2 milhão) quanto no 1T10 (R\$ 3,9 milhões). Nos dois períodos, houve o reconhecimento adicional de receita de energia livre, devido ao recálculo da Aneel, gerando um impacto positivo de R\$ 8,9 milhões no 1T10 e de R\$ 5,4 milhões no 1T11. A diferença entre esses valores explica a variação observada na comparação entre os trimestres, de 94,8%.

*A questão citada acima se refere à contabilização de ajustes relativos ao racionamento de energia ocorrido entre os anos de 2001 e 2002. A Resolução Normativa 387, de 15/12/2009, determinou que os repasses de energia livre para as geradoras, que tiveram início originalmente em março de 2003, deveriam ser recalculados pelas distribuidoras de forma retroativa desde fevereiro de 2002, o que proporcionou a contabilização de receita de R\$ 8,9 milhões. Posteriormente, o Despacho 2.517, de 30/08/2010, atualizou os valores, gerando um reconhecimento adicional de receita, no valor de R\$ 1,5 milhão. O Despacho 1.068, de 11/03/2011, atualizou novamente os valores, gerando novo reconhecimento de receita no valor de R\$ 5,4 milhões.*

### EBITDA

O Ebitda da AES Tietê registrou variação negativa de 10,5%, quando comparado ao 1T10, alcançando R\$ 338,2 milhões no 1T11, com margem de 81,2%. Tal desempenho é explicado principalmente pela menor receita líquida no período que decorre da alteração da sazonalidade do contrato com a AES Eletropaulo, efeito parcialmente compensado pelo melhor desempenho dos gastos com materiais e serviços de terceiros que tiveram redução de R\$ 4,3 milhões entre os trimestres comparados.



### RESULTADO FINANCEIRO

No 1T11, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 11,0 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 0,2 milhão obtido no 1T10. Essa variação foi influenciada pela receita não recorrente de R\$ 42,6 milhões registrada no 1T10, referente à discussão judicial entre a Companhia e Furnas.

Excluindo esse item, o resultado financeiro líquido do 1T10 teria sido uma despesa de R\$ 42,8 milhões, montante R\$ 31,8 milhões superiores aos R\$ 11,0 milhões de despesa líquida registrada no 1T11. O melhor desempenho entre os períodos é explicado, principalmente, pela menor despesa

financeira em função da troca da dívida realizada em maio de 2010, que passou de IGP-M + 10% a.a. para CDI + 1,20% a.a..

R\$ mil	1T10	1T11	Var (%) 1T11 X 1T10
Receitas Financeiras	39.411	17.257	-56,2%
Despesas Financeiras Total	(39.587)	(28.219)	-28,7%
Despesas Financeiras	(24.015)	(25.146)	4,7%
Variações Monetárias	(15.572)	(3.073)	-80,3%
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(176)</b>	<b>(10.962)</b>	<b>6128,4%</b>

### Receitas Financeiras

Em 31 de março de 2011, as disponibilidades e investimentos da AES Tietê somavam R\$ 499,4 milhões ante R\$ 573,8 milhões em 31 de março de 2010. Estavam representadas por operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 102,6% do CDI no 1T11, comparado à rentabilidade média de 102,3% do CDI no 1T10.

No 1T11, as receitas financeiras apresentaram decréscimo de R\$ 22,1 milhões em relação ao 1T10. O reconhecimento no 1T10 do ganho de R\$ 27,7 milhões, referente à parcela de juros e multas do valor total recebido por conta da decisão favorável à Companhia na discussão judicial com Furnas é a principal causa dessa redução. Desconsiderando esse efeito, a receita financeira no 1T11 teria sido maior em R\$ 5,6 milhões devido aos seguintes fatores: (i) recebimento de R\$ 3,0 milhões da massa falida do Banco Santos referentes a recursos aplicados em CDBs (títulos bancários) por meio de um fundo de investimento; e (ii) incremento no rendimento das aplicações financeiras devido ao aumento do CDI médio de 8,62% a.a. no 1T10 para 11,19% a.a. no 1T11.

*Em 2003, Furnas firmou um termo de compromisso com a AES Tietê referente à compra de energia no mercado de curto prazo no Mercado Atacadista de Energia ("MAE", atual CCEE) ocorrida entre setembro de 1999 a Julho de 2000, cujo pagamento parcelado previa a cobrança de correção monetária, juros e demais encargos sobre as parcelas mensais ajustadas. Furnas efetuou somente o pagamento dos valores principais das parcelas deixando em aberto as correções, juros e demais encargos incidentes. Em 2004, a AES Tietê ajuizou ação de cobrança contra Furnas visando o recebimento de tais valores. Ao final de 2009, após todos os recursos, a ação foi julgada como favorável à AES Tietê e, em fevereiro de 2010, a AES Tietê recebeu R\$ 42,6 milhões (sendo R\$ 27,7 milhões a título de juros e multas e R\$ 14,9 milhões referentes à correção monetária - vide Despesas Financeiras). O processo judicial continua tramitando em função de R\$ 4,2 milhões restantes, valor impugnado por Furnas no momento do pagamento.*

### Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 28,2 milhões no 1T11, montante inferior em R\$ 11,4 milhões ao registrado no 1T10. A variação resulta da menor despesa financeira devido à troca da dívida com a Eletrobrás, indexada por IGP-M + 10% a.a, por debêntures, corrigidas pelo CDI + 1,2% a.a. (atual dívida), sendo parcialmente compensada pelo recebimento de R\$ 14,9 milhões referente à correção monetária do valor histórico envolvido no processo judicial entre a AES Tietê e Furnas no 1T10.

### LUCRO LÍQUIDO

No 1T11, o lucro líquido auferido pela AES Tietê foi de R\$ 193,4 milhões, em linha com os R\$ 192,0 milhões registrados no 1T10 se desconsiderarmos o efeito não recorrente relativo à disputa judicial com Furnas no valor de R\$ 42,6 milhões, deduzindo ainda os respectivos efeitos tributários. Considerando esse efeito, o lucro líquido do 1T11 foi inferior em 12,1% ao obtido no mesmo período do ano anterior (R\$ 220,0 milhões).

## PROVENTOS

Os proventos referentes aos resultados do 1T11 são de R\$ 212,3 milhões, correspondentes a 109,8% do lucro líquido do trimestre, a serem pagos no dia 26 de maio de 2011 na forma de dividendos, sendo: R\$ 0,531228928 por ação ordinária e R\$ 0,584351821 por ação preferencial.

A base de distribuição de dividendos considera a totalidade de seu lucro líquido do trimestre sob a forma de proventos, já que a Reserva Legal atingiu o limite legal de 20% do capital social desde dezembro de 2005. Além disto, a mais valia dos ativos (ajuste de avaliação patrimonial a valor justo) eleva a despesa com depreciação da Companhia, no 1T11 esse ajuste foi de R\$ 18,9 milhões. Para fins de distribuição de dividendos este valor não é considerado, ou seja, a despesa referente à mais valia do período é adicionada à base para a distribuição de dividendos.

Dividendos 1T11 (R\$ Milhões)	
Lucro do Exercício - 31 MARÇO 2011 em IFRS	193,4
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	18,9
Reserva legal (5%)	-
<b>Base para distribuição de dividendos</b>	<b>212,3</b>
Saldo remanescente	-

## ENDIVIDAMENTO

em R\$ milhões		
Montante	Vencimento	Custo Nominal
949,6	04/2015	CDI + 1.20% a.a.

O montante total de R\$ 949,6 milhões da dívida da AES Tietê é integralmente representado por a uma emissão de debêntures ao custo de CDI +1,2% a.a. e com vencimento final em 2015.

A Companhia possui também uma obrigação com a Fundação Cesp (instituição administradora de seus planos de benefícios), que se refere a um contrato de confissão de dívida para financiamento de déficit atuarial relativo ao Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BPS com vencimento em 2027. O saldo desse contrato é atualizado pela variação do custo atuarial ou pela variação do IGP-DI acrescida de 6% a.a., dos dois o maior. Ao final de cada exercício é feita uma avaliação atuarial e eventuais déficits ou superávits do plano são acrescidos ou subtraídos do saldo do contrato, promovendo o recálculo das parcelas remanescentes.

Ao longo dos anos, os superávits foram reduzindo o saldo do contrato, de modo que em 31 de dezembro de 2009, ele foi integralmente quitado. No entanto, caso eventuais déficits referentes ao antigo plano de previdência privada venham a ocorrer no futuro, um novo contrato de dívida deverá ser firmado com a Fundação CESP.

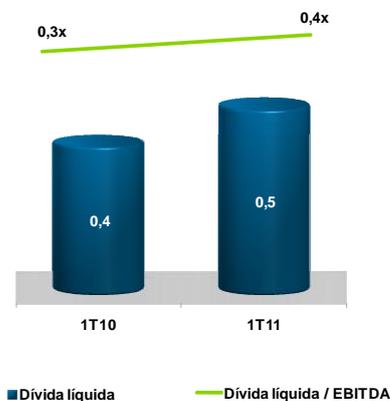
A dívida bruta da Companhia, em 31 de março de 2011, somava R\$ 949,6 milhões, praticamente estável se comparada à posição de 31 de março de 2010 (R\$ 934,0 milhões).

No encerramento do 1T11, as disponibilidades somavam R\$ 499,4 milhões, montante R\$ 74,3 milhões inferior ao saldo registrado no mesmo período de 2010. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores: (i) geração de caixa operacional 18,4% menor, somando R\$ 298,8 milhões no 1T11 ante R\$ 366,3 milhões no 1T10 e; (ii) acréscimo de R\$ 26,6 milhões nos investimentos realizados no 1T11, principalmente para a modernização das usinas de Nova Avanhandava, Ibitinga e Caconde. A variação do caixa da Companhia será detalhada a seguir.

A dívida líquida ao final do 1T11 era de R\$ 450,2 milhões, 25,0% superior quando comparada à posição de 31 de março de 2010, basicamente em razão do menor saldo de disponibilidades (R\$

499,4 milhões no 1T11 ante R\$ 573,8 milhões no 1T10). Em 31 de março de 2011, a relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses ao final do 1T11 era de 0,4x versus 0,3x ao final do 1T10.

### Dívida Líquida (R\$ bilhões)



## INVESTIMENTOS

Para 2011 são estimados investimentos no montante de R\$ 157,8 milhões, patamar superior ao histórico da Companhia, em função do programa de modernização das suas unidades geradoras visando manter a excelência operacional e assegurar a disponibilidade de geração de energia. No 1T11 os investimentos somaram 34,5 milhões, 21,9% do total planejado para o exercício.

### Principais Investimentos realizados no 1T11:

- R\$ 30,2 milhões - equipamentos, modernização e TI. Com destaque para R\$ 23,0 milhões investidos na modernização das usinas de Nova Avanhadava, Ibitinga e Caconde.
- R\$ 4,3 milhões - construção das PCHs Jaguari-Mirim.

### Investimentos estimados para 2011: R\$ 157,8 milhões

- R\$ 147,6 milhões - equipamentos, modernização e TI; e
- R\$ 10,2 milhões - PCHs Jaguari-Mirim



1 - Não incluem capitalização de juros durante modernização das usinas e desenvolvimento de projetos

2 - Pequena Central Hidrelétrica

## OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê estabeleceu a obrigação para a Companhia de expandir a capacidade instalada do 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, através 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 Elétrico, a AES Tietê passou a estar sujeita a restrições para a comercialização de energia elétrica, o que dificulta o cumprimento da Obrigação de Expansão através 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 impediriam o atendimento da Obrigação de Expansão.

Tendo em vista as modificações na regulamentação do setor e demais restrições, a AES Tietê vem diligenciando junto à Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, com o objetivo de rever a Obrigação de Expansão para readequá-la à nova realidade setorial/regulamentar, e informando, à referida Secretaria, das ações da AES Tietê referente à busca de alternativas possíveis para o cumprimento da Obrigação de Expansão.

Para tanto, a Companhia está desenvolvendo um projeto de uma termoelétrica a gás natural, com capacidade instalada de aproximadamente 550 MW. Em novembro de 2009, houve a definição sobre a localização da planta e em agosto de 2010 foi concluído o estudo de viabilidade técnico-econômico, indicando a viabilidade do projeto e sinalizando a continuidade das ações de seu desenvolvimento. Já em janeiro de 2011, a AES Tietê protocolou na Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) o Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), visando à obtenção da licença ambiental prévia.

Além deste projeto, contribui para o cumprimento da Obrigação de Expansão: (i) dois contratos de longo prazo de compra de energia proveniente de biomassa de cana-de-açúcar, totalizando 10 MW médios; e (ii) a conclusão do projeto de 7 MW de geração hidrelétrica nas Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") São José e São Joaquim (PCHs Jaguari Mirim), que entrarão em operação em 2011.

## FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	1T10	2T10	3T10	4T10	2010	1T11
<b>SALDO DE CAIXA INICIAL</b>	<b>614,6</b>	<b>573,8</b>	<b>454,5</b>	<b>547,4</b>	<b>614,6</b>	<b>565,1</b>
Geração Operacional de Caixa	366,3	343,6	318,8	290,5	1.319,0	298,8
Investimentos	(8,2)	(16,1)	(29,5)	(28,9)	(82,6)	(34,8)
Despesas Financeiras Líquidas	(15,2)	(3,5)	(7,1)	(16,7)	(42,5)	(10,5)
Amortização Líquida	(60,4)	(34,3)	-	-	(94,9)	-
Imposto de Renda	(319,0)	(30,3)	(17,1)	(10,9)	(377,4)	(315,0)
Caixa Livre	(36,6)	259,4	265,1	233,9	721,8	(61,5)
Dividendos e JSCP	(4,3)	(378,6)	(172,2)	(216,2)	(771,3)	(4,2)
<b>SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO</b>	<b>573,8</b>	<b>454,5</b>	<b>547,4</b>	<b>565,1</b>	<b>565,1</b>	<b>499,4</b>

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.

O fluxo de caixa livre encerrou o 1T11 com variação negativa de R\$ 24,9 milhões quando comparado ao 1T10, passando de R\$ 36,6 milhões negativos para R\$ 61,5 milhões também negativos. Essa variação é explicada pelos seguintes fatores:

- (i) geração de caixa operacional 18,4% menor, somando R\$ 298,8 milhões no 1T11 ante R\$ 366,3 milhões no 1T10, principalmente em função de:
  - (a) o recebimento, no 1T10, de R\$ 42,6 milhões referentes à execução judicial da sentença contra Furnas e;
  - (b) da menor receita proveniente do contrato com a AES Eletropaulo devido à alteração da sazonalidade; e
- (ii) acréscimo de R\$ 26,6 milhões nos investimentos realizados no 1T11, com destaque para a modernização das usinas de Nova Avanhandava, Ibitinga e Caconde.

Tais efeitos foram parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- (i) redução de R\$ 60,4 milhões de amortização líquida por conta da substituição da dívida com a Eletrobrás pela 1ª emissão de debêntures ocorrida em maio de 2010, cujas amortizações serão iniciadas apenas em 2013;
- (ii) menor desembolso com imposto de renda no 1T11 devido, principalmente, ao impacto de R\$ 4,9 milhões referentes à baixa do projeto de MDL/reflorestamento ocorrida em 2010.

Desconsiderando-se o recebimento dos valores relativos à discussão judicial com Furnas, item não-recorrente registrado no 1T10, a geração de caixa operacional do 1T11 teria sido 7,7% menor do que no mesmo trimestre do ano anterior, enquanto o fluxo de caixa livre apresentaria uma variação positiva de R\$ 17,7 milhões no 1T11, se comparado ao 1T10.

## MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Tietê são negociadas no mercado tradicional da BM&FBovespa sob os códigos GETI3 (ordinárias) e GETI4 (preferenciais). Além disso, a Companhia também possui ADRs Nível I negociadas no mercado de balcão norte-americano sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais).

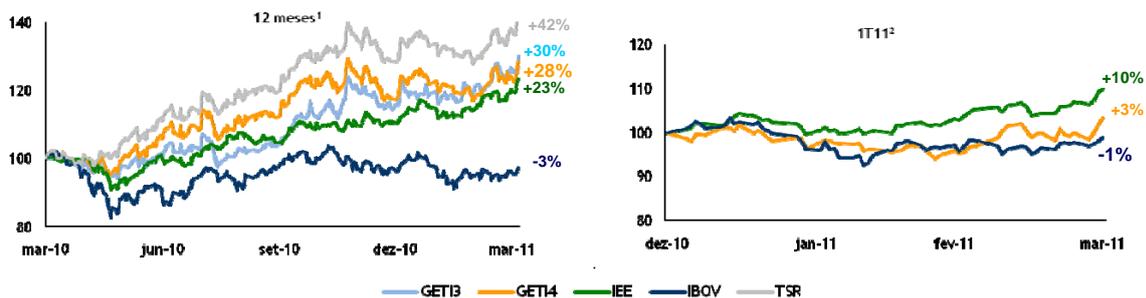
As ações da AES Tietê integram o Índice de Energia Elétrica (IEE), que tem como objetivo medir o desempenho do setor elétrico, além do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa, que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a responsabilidade social e a sustentabilidade empresarial.

## DESEMPENHO DA AÇÃO

No 1T11, as ações ordinárias e preferenciais da AES Tietê registraram alta de 5,8% e de 3,3%, respectivamente. No mesmo período, o Ibovespa apresentou desvalorização de 1,0% e o IEE apresentou desempenho positivo de 9,7%.

As ações da AES Tietê foram negociadas em 100% dos pregões da BM&FBovespa, ao longo do 1T11. No período foram registrados 23.402 negócios com as ações ordinárias, envolvendo aproximadamente 9,5 milhões de ações. O volume médio diário negociado no 1T11 foi de R\$ 3,2 milhões, 17,2% inferior ao volume médio negociado no 1T10. No caso das ações preferenciais, foram registrados 82.362 negócios no 1T11, envolvendo aproximadamente 25,7 milhões de ações. O volume médio diário negociado no trimestre foi de R\$ 9,9 milhões, 2,3% superior à média registrada no 1T10. Em 31 de março de 2011, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 9,0 bilhões.

## AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR<sup>3</sup>



1 - Data base: 31/03/2010 = 100 2 - Data-base: 30/12/2010 = 100 3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
Cia Brasileira de Energia	140.882.909	71,3%	59.447.092	32,3%	200.330.001	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%	94.237.502	51,3%	150.665.270	39,5%
<b>Total</b>	<b>197.461.211</b>	<b>100,0%</b>	<b>183.792.282</b>	<b>100,0%</b>	<b>381.253.493</b>	<b>100,0%</b>

Em 31/03/2011

### CONTATOS:

Clarissa Sadock  
Diretora de Relações com Investidores  
[clarissa.sadock@aes.com](mailto:clarissa.sadock@aes.com)  
Tel: (11) 2195-7048

Gerente de RI	E-mail	Telefone
Carolina Freitas	<a href="mailto:Carolina.freitas@aes.com">Carolina.freitas@aes.com</a>	(11) 2195-2030
Analistas de RI	E-mail	Telefones
Giovanna Rovere	<a href="mailto:giovanna.rovere@aes.com">giovanna.rovere@aes.com</a>	(11) 2195-7995
Luciana Silvestre	<a href="mailto:luciana.silvestre@aes.com">luciana.silvestre@aes.com</a>	(11) 2195-2282
Nadia Harada	<a href="mailto:nadia.harada@aes.com">nadia.harada@aes.com</a>	(11) 2195-2286

[www.aestiete.com.br/ri](http://www.aestiete.com.br/ri)

[ri.aestiete@aes.com](mailto:ri.aestiete@aes.com)

A AES TIETÊ CONVIDA PARA:

## Teleconferência / *Webcast*

### APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor-Presidente

Rinaldo Pecchio - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: sexta-feira, 13 de maio de 2011

HORÁRIO: 15h00 (BR) / 14h00 (EST)

### CONEXÃO:

- **Brasil**: (+55 11) 4688-6361
- **EUA**: (+1) 888 700-0802
- **Outros países**: (+1) 786 924-6977

### TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Tietê

**REPLAY**: (+55 11) 4688-6312

**CÓDIGO**: 2703732

**DISPONIBILIDADE**: 13/05/11 até 19/05/11.

Os *slides* da apresentação estarão disponíveis para visualização e *download* no *website* [www.aestiete.com.br/ri](http://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 à perspectiva dos negócios da AES Tietê, às 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.*

A AES Tietê detém a concessão de operação de dez usinas hidrelétricas, com grande concentração nas regiões central e noroeste do Estado de São Paulo. A capacidade instalada de todo o seu parque gerador é de 2.657 (MW), que corresponde a 20% da energia gerada no Estado, de acordo com dados da Secretaria Estadual de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento. Adicionalmente, a Companhia possui outras sete pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no estado de Minas Gerais. Em 2010, a Empresa gerou 14.005,6 GWh de energia e obteve Receita Líquida de R\$ 1,8 bilhão e Ebitda de R\$ 1,3 bilhão.

## ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.12.2010	31.03.2011
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>795.505</b>	<b>780.649</b>
DISPONIBILIDADES	565.112	499.406
Caixa e bancos	480	16.920
Aplicações financeiras	564.632	482.486
CRÉDITOS	202.045	217.896
Revendedores	20.860	34.105
Contas a receber de partes relacionadas	181.185	183.791
OUTROS	28.348	63.347
Tributos e contribuições sociais	15.662	23.824
Outros créditos	12.686	39.523
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>213.919</b>	<b>206.386</b>
Tributos e contribuições sociais diferidos	25.731	24.065
Títulos a recuperar	120.263	117.550
Cauções e depósitos vinculados	63.702	64.663
Outros créditos	4.223	108
<b>ATIVO PERMANENTE</b>	<b>3.201.306</b>	<b>3.197.980</b>
Imobilizado e Intangível	3.149.592	3.146.335
Ativo diferido	51.714	51.645
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.210.730</b>	<b>4.185.015</b>

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.12.2010	31.03.2011
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>548.095</b>	<b>343.815</b>
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	25.955	53.244
Empréstimos e financiamentos	159	169
Encargos de dívidas	25.796	53.075
FORNECEDORES	125.525	102.212
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	316.547	110.638
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	28.924	28.916
PROVISÕES	28.285	25.343
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	23.337	20.675
Provisão para litígios e contingências	4.948	4.668
OUTRAS CONTAS A PAGAR	22.859	23.462
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.681.631</b>	<b>1.666.801</b>
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	896.116	896.379
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	95.730	96.847
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	681.076	667.049
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	8.109	5.994
OUTROS	600	532
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.981.004</b>	<b>2.174.399</b>
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	253.450	253.493
Reservas de Lucro - Legal	41.446	41.446
Ajuste de avaliação patrimonial	1.274.318	1.255.374
Dividendos intercalares	204.563	204.563
Lucros acumulados	-	212.296
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>4.210.730</b>	<b>4.185.015</b>

Demonstração dos Resultados	1T10	1T11	Var (%) 1T11 X 1T10
<b>Receita Operacional Bruta</b>	483.318	438.337	-9,3%
Suprimento e Transporte de Energia	483.298	438.322	-9,3%
Outras Receitas	20	15	-25,0%
Deduções da Receita Operacional	(23.533)	(21.945)	-6,7%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>459.785</b>	<b>416.392</b>	<b>-9,4%</b>
<b>Custos do Serviço de Energia Elétrica</b>	<b>(125.997)</b>	<b>(118.942)</b>	<b>-5,6%</b>
Pessoal	(16.879)	(17.003)	0,7%
Material	(619)	(780)	26,0%
Serviços de Terceiros	(16.830)	(12.376)	-26,5%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(18.588)	(15.981)	-14,0%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(5.444)	(10.240)	88,1%
Transmissão e Conexão	(23.642)	(22.811)	-3,5%
Depreciação e Amortização	(44.056)	(40.730)	-7,5%
Provisões Operacionais	(3.819)	776	-120,3%
Outras despesas (receitas) operacionais	3.880	203	-94,8%
<b>Resultado do Serviço</b>	<b>333.788</b>	<b>297.450</b>	<b>-10,9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>377.844</b>	<b>338.180</b>	<b>-10,5%</b>
Receita (Despesa) Financeira	(176)	(10.962)	6128,4%
Receitas Financeiras	39.411	17.257	-56,2%
Despesas Financeiras	(24.015)	(25.146)	4,7%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(15.572)	(3.073)	-80,3%
<b>Resultado Antes dos Tributos</b>	<b>333.612</b>	<b>286.488</b>	<b>-14,1%</b>
Provisão para IR e Contribuição Social	(115.141)	(102.785)	-10,7%
Impostos Diferidos	1.488	9.649	548,6%
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>219.959</b>	<b>193.352</b>	<b>-12,1%</b>

## 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, 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.

**Balanco Energético** - Conjunto de informações da quantidade de energia elétrica em MWh, detalhadas pelas disponibilidades e pelos requisitos do mercado de energia elétrica da concessionária.

**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, segundo esta Convenção, com a finalidade de viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

**CDI** - Certificado de Depósitos Interbancários

**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.

**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.

**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.

**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.

**MME** - Ministério de Minas e Energia

**MRE** - Mecanismo de Realocação de Energia, que é direcionado a um pleno aproveitamento do parque produtivo, resultando num processo de transferências de energia entre geradores.

**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.

**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 Km<sup>2</sup>, serão considerados como aproveitamentos com características de pequenas centrais hidrelétricas.

**Repasse de energia livre** - A RTE visava equacionar parcela dos impactos financeiros a que ficaram submetidos distribuidores e geradores do SIN em função do racionamento (perda de receita das distribuidoras e despesa das geradoras com a compra de Energia Livre no Mercado Atacadista de Energia - MAE, entre junho/2001 e fevereiro/2002). A RTE foi implementada por meio da aplicação de percentuais de aumento nas tarifas de fornecimento de energia, cabendo às distribuidoras o repasse às geradoras, conforme procedimentos definidos pela Aneel. Para ajustar suposto desequilíbrio na distribuição dos valores entre geradores e distribuidores, a Resolução Normativa 387, de 15/12/2009, determinou que os repasses de energia livre para as geradoras, que tiveram início originalmente em março de 2003, deveriam ser recalculados pelas distribuidoras de forma retroativa desde fevereiro de 2002 e com ajustes nos parâmetros de cálculo.

**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.

**TAR** - Tarifa Atualizada de Referência, que 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. Estabelecida pela Aneel e reajustada anualmente.