

Resultados econômico-financeiros 3T10

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 216,4 MILHÕES NO 3T10 E SERÁ INTEGRALMENTE DISTRIBUÍDO SOB A FORMA DE DIVIDENDOS

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

A receita líquida auferida pela AES Tietê no 3T10 totalizou R\$ 471,2 milhões, aumento de 5,8% em relação à do 3T09 devido principalmente ao reajuste de 5,17% no preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo em 4 de julho de 2010 e pelo aumento no volume de energia vendida através de outros contratos bilaterais.

A Companhia apurou Ebitda de R\$ 357,2 milhões no 3T10, mantendo-se praticamente estável quando comparado ao 3T09, enquanto o lucro líquido de R\$ 216,4 milhões representa redução de 2,3% na comparação com o mesmo período do ano anterior.

Dando continuidade à prática de distribuição de proventos adotada desde 2006, em 5 de novembro de 2010, foi aprovada pelo Conselho de Administração a proposta de distribuição da totalidade do lucro líquido obtido no 3T10 sob forma de dividendos.

↑	Volume de energia gerada 11,7% superior à garantia física	↑	Aumento da Receita Líquida em 5,8%	↓	Aumento de 29,2% nos custos e despesas operacionais	↓	Redução de 2,3% no Lucro Líquido
---	---	---	------------------------------------	---	---	---	----------------------------------

R\$ milhões	3T09	3T10	Var (%)
Receita Bruta	467,2	495,5	6,1%
Receita Líquida	445,1	471,2	5,8%
Custos e Despesas Operacionais	(99,9)	(129,0)	29,2%
EBITDA	361,7	357,2	-1,2%
Margem EBITDA - %	81,3%	75,8%	-5,4 p.p.
Lucro Líquido	221,4	216,4	-2,3%
Margem Líquida - %	49,7%	45,9%	-3,8 p.p.
Patrimônio Líquido	722,4	717,4	-0,7%
Dívida Líquida	376,5	398,3	5,8%

Índices	3T09	3T10	Var (%)
Lucro Líq* / PL (vezes)	1,2x	1,1x	-6,8%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,5x	0,6x	6,5%
Dívida Líquida/ EBITDA* (vezes)	0,3x	0,3x	12,0%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	14,2x	11,5x	-18,9%

* últimos 12 meses

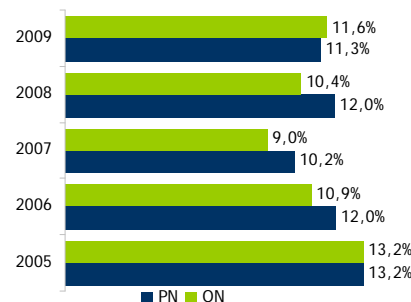
Dados Operacionais	3T09	3T10	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.564,7	3.302,0	-7,4%
Preço Contrato Bilateral** (R\$/MWh)	152,0	159,9	5,2%
Investimentos - R\$ milhões	14,4	29,4	103,8%
Funcionários	310	335	8,1%

* últimos 12 meses

** Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 5 de novembro de 2010 - A AES Tietê S.A. (Bovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao terceiro trimestre de 2010. 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.

Dividend Yield



Dividend yield - dividendos distribuídos em relação ao preço médio ponderado do período

DESTAQUES DO 3T10

Operacional

↑ A geração de energia foi 11,7% superior à garantia física.

Financeiro

↑ A receita líquida auferida totalizou R\$ 471,2 milhões, com aumento de 5,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

↑ Impacto positivo de R\$ 2,0 milhões nas provisões operacionais e de R\$ 1,9 milhão no resultado financeiro, devido ao recebimento de parte dos créditos habilitados na massa falida do Banco Santos (R\$ 3,9 milhões).

↓ O Ebitda apresentou decréscimo de 1,2% quando comparado ao do 3T09, encerrando o trimestre em R\$ 357,2 milhões, com margem de 75,8%.

↓ A Companhia apurou lucro líquido de R\$ 216,4 milhões, resultado 2,3% inferior aos R\$ 221,4 milhões obtidos no 3T09. O lucro líquido do 9M10 (R\$ 627,6 milhões) manteve-se estável em relação ao do 9M09 (R\$ 635,9 milhões).

↑ Foram distribuídos R\$ 172,4 milhões em dividendos relacionados ao resultado do 2T10.

Eventos Subsequentes

↑ Em 5 de novembro de 2010, o Conselho de Administração aprovou a distribuição de R\$ 216,4 milhões na forma de dividendos, correspondentes a 100% do lucro líquido do 3T10, na seguinte proporção: R\$ 0,541517968 por ação ordinária e R\$ 0,595669765 por ação preferencial. O pagamento será efetuado em 07 de dezembro de 2010.

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 e Nordeste do País e de parte da região Norte. 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.

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

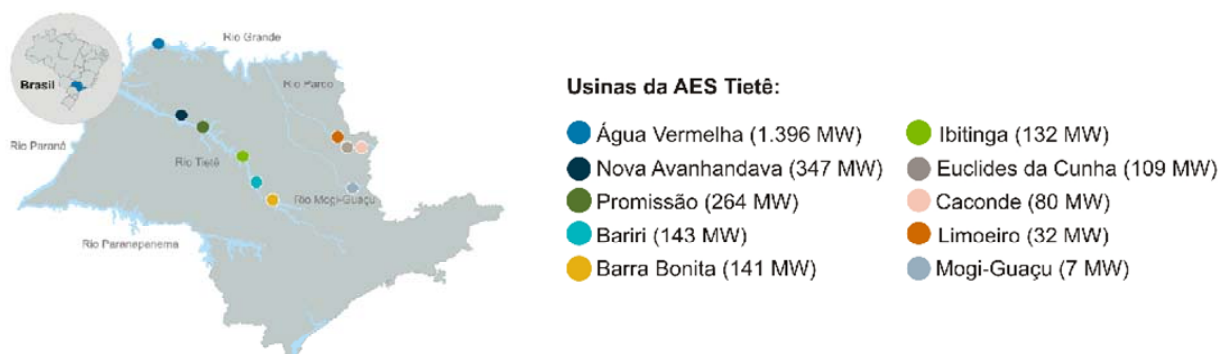
As variações climáticas tendem a ocasionar excedentes ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e em determinados períodos do ano uma vez que a produtividade das usinas hidrelétricas depende do índice pluviométrico para acumulação de água em seus reservatórios. O SIN permite captar 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 uma das regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), caso determinadas geradoras tenham produzido acima de seus respectivos níveis de garantia física, o adicional da energia gerada será alocado a outras geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de garantia física. Esta alocação do adicional da energia gerada visa assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de garantia física. 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 (PCHs) no Estado de Minas Gerais, sendo que uma está desativada, sob estudo de

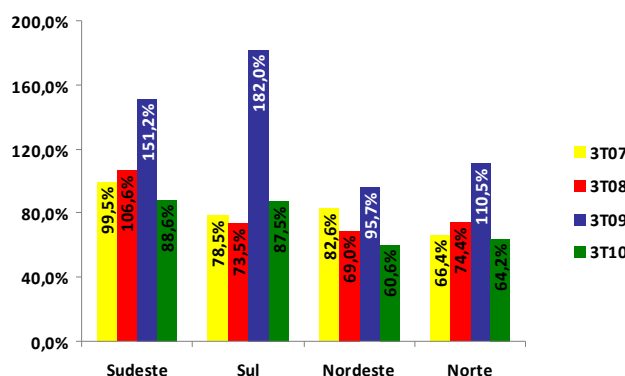
viabilidade técnica. A capacidade instalada das PCHs operacionais somadas é de 5,4 MW, com garantia física de 4,9 MW médios.

RESERVATÓRIOS

O 3T10 foi marcado por baixa afluência (estiagem), principalmente se comparado ao mesmo período do ano anterior, quando o inverno foi muito chuvoso. Isso se deve aos efeitos do fenômeno La Niña, iniciado em meados de 2010, resultando em menor volume de chuvas nos últimos meses e gerando uma expectativa de atraso para o início do período chuvoso, que começa geralmente no mês de novembro. Em contrapartida, o 3T09 foi influenciado pelo fenômeno El Niño, que garantiu maior volume de chuvas.

Em decorrência disso, a energia natural afluente¹ na região Sudeste no 3T10 ficou em 89% da média de longo prazo comparado com 151% no 3T09. Nas demais regiões, observou-se desempenho semelhante, conforme demonstra o gráfico abaixo.

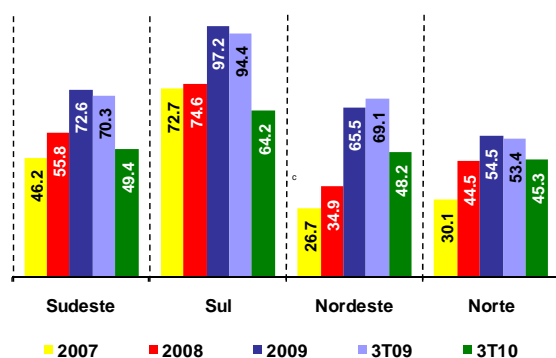
Energia Natural Afluente - SE
(% da média de longo prazo)



Fonte: ONS (Set/10)

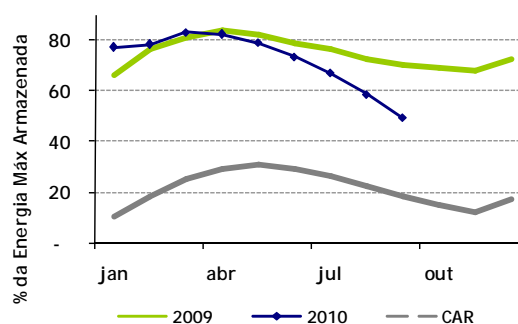
Devido aos fenômenos explicados no parágrafo acima, no 3T10, os níveis de armazenamento dos reservatórios em todas as regiões do Brasil ficaram abaixo do verificado no 3T09, como pode ser observado no gráfico a seguir. Na Região Sudeste, onde estão localizadas as usinas da AES Tietê, esse nível chegou ao final do 3T10 em volume 31,3% superior à CAR - curva de aversão ao risco calculada pelo ONS.

Níveis de Reservatórios (%)



Fonte: ONS (Set/10)

Curva de Aversão ao Risco - Submercado SE

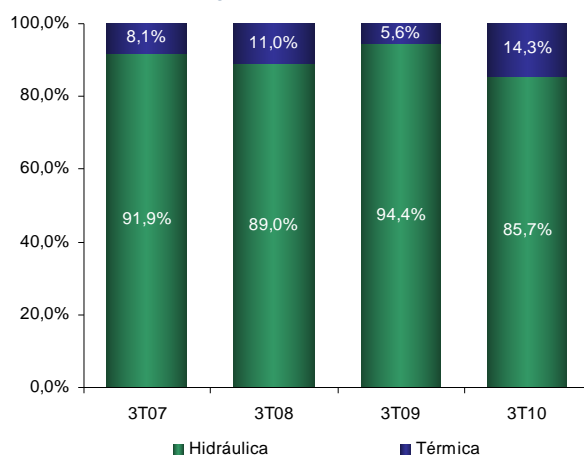


Fonte: ONS (Set/10)

¹ Energia que pode ser produzida com a vazão de água de um determinado rio a um reservatório de uma usina hidrelétrica.

De forma a manter os reservatórios do sistema em níveis seguros, o ONS despachou menos usinas hidroelétricas no 3T10, elevando o despacho de energia térmica, que representou aproximadamente 14,3% da energia gerada do sistema. Em 2008, quando também se observou o fenômeno La Niña, o volume de energia térmica chegou a 11,0% do total do SIN.

Geração de energia hidroelétrica e térmica - SIN



Fonte: ONS (Set/10)

O nível de armazenamento de energia das usinas da AES Tietê foi de 42,81% ao final de setembro de 2010. A Companhia considera que os reservatórios estão em níveis confortáveis e em linha com os níveis observados nos anos de 2007 e 2008.

FONTES DE RECEITA

Contrato bilateral com a AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo é de 1.268 MW médios. Este é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término da vigência do contrato, em 31/12/2015. Entretanto, o contrato admite sazonalidade, uma vez que o volume de energia entregue à AES Eletropaulo varia ao longo do ano de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia. No 3T10, as vendas para a AES Eletropaulo representaram 81,2% do volume de energia vendida e 94,2% do faturamento da Companhia.

O preço praticado pelo contrato bilateral foi fixado em 2000, data da homologação da Aneel, na sua assinatura, 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 previsto 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)

O preço aplicado à energia faturada por intermédio do MRE foi de R\$ 8,18/MWh no ano de 2009 e representa R\$ 8,51/MWh em 2010. Paralelamente, os preços aplicados à energia faturada no mercado *spot* variam de acordo com as condições mercadológicas de oferta e demanda de energia. O preço *spot* médio no submercado do sudeste foi de R\$ 21,0/MWh no 3T09, R\$ 40,7/MWh no 2T10 e R\$ 113,3/MWh no 3T10. Devido ao período seco e à conseqüente redução no nível de reservatórios no 3T10, o ONS optou por despachar mais energia gerada nas usinas térmicas, elevando o preço no mercado *spot* no 3T10.

Na linha das 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 prazos de forma a rentabilizar a energia incentivada proveniente das PCHs de Minas e Mogi e aproveitar oportunidades de mercado.

No Brasil, a energia elétrica gerada por meio de PCHs pode ser vendida como energia incentivada, a um preço superior ao praticado pela energia convencional proveniente de usinas hidrelétricas. Sendo assim, foram assinados contratos bilaterais de compra de energia convencional de modo a substituir a parcela de energia incentivada do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, permitindo que a AES Tietê comercialize a energia proveniente de suas PCHs por intermédio de outros contratos bilaterais de venda.

DESEMPENHO OPERACIONAL

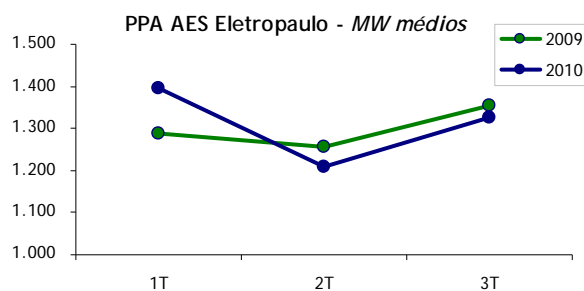
A seguir, o balanço energético consolidado da Companhia mostra mais detalhes do desempenho operacional do 3T10.

Geração (Consolidado) - GWh	3T09	2T10	3T10	Variação	
				3T10 x 3T09	3T10 x 2T10
Energia Gerada Bruta	3.564,7	3.582,4	3.302,0	-7,4%	-7,8%

O menor despacho de usinas hidroelétricas no sistema ocasionou um impacto negativo de 7,8% na geração da AES Tietê quando comparado ao 2T10. Mesmo com a menor geração, a Companhia esteve 11,7% acima da média do sistema, o que levou a Companhia a vender energia no MRE no 3T10.

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	3T09	2T10	3T10	Variação	
				3T10 x 3T09	3T10 x 2T10
Energia Faturada	3.782,1	3.604,5	3.602,2	-4,8%	-0,1%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.987,4	2.638,6	2.925,0	-2,1%	10,9%
CCEE	772,6	886,2	594,1	-23,1%	-33,0%
<i>Spot</i>	237,6	305,9	186,6	-21,5%	-39,0%
<i>MRE</i>	535,0	580,4	407,5	-23,8%	-29,8%
Outros Contratos Bilaterais	22,1	79,6	83,2	277,0%	4,4%

Ao compararmos a quantidade de energia faturada para a AES Eletropaulo no 3T10 com o 3T09, verifica-se uma pequena redução, de 2,1%, decorrente do maior volume de energia do contrato bilateral entregue no 1T10 compensado por volumes menores no 2T10 e 3T10, conforme gráfico abaixo. Quanto ao volume de energia faturada por meio do mercado *spot*, a redução de 21,5% no mesmo período é derivado, sobretudo, do impacto negativo ocasionado pela menor afluência e maior despacho de usinas termoeletricas, o que reduziu o volume de energia hidroelétrica gerada no SIN.



Comparado ao 2T10, a quantidade de energia faturada através do contrato bilateral apresentou um aumento de 10,9% resultado da sazonalidade admitida por este contrato. O volume de energia faturada no mercado *spot* decresceu 39,0% quando comparado ao 2T10, também influenciado pela menor geração no sistema hidroelétrico.

Receita (Consolidado) - R\$ milhões	3T09	2T10	3T10	Variação	
				3T10 x 3T09	3T10 x 2T10
Suprimento de Energia	467,2	423,2	495,4	6,1%	17,1%
<u>Contrato Bilateral AES Eletropaulo</u>	453,9	401,1	466,8	2,9%	16,4%
<u>CCEE</u>	11,1	11,3	18,0	62,5%	59,9%
<i>Spot</i>	5,9	8,7	13,8	133,2%	58,6%
<i>MRE</i>	4,4	4,9	2,8	-35,1%	-42,5%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,8	(2,4)	1,4	72,7%	-158,1%
<u>Outros Contratos Bilaterais</u>	2,2	10,8	10,6	379,9%	-2,2%

No 3T10 o faturamento gerado pelo contrato bilateral foi de R\$ 466,8 milhões enquanto o faturamento derivado das operações na CCEE foi de R\$ 18,0 milhões e de outros contratos bilaterais foi de R\$ 10,6 milhões.

A elevação do valor faturado através da CCEE deve-se principalmente às maiores receitas no mercado *spot*, onde a média dos preços passou de R\$ 21,0/MWh e R\$ 40,7/MWh no 3T09 e 2T10 para R\$ 113,3/MWh no 3T10.

Na comparação com o 3T09, o incremento de R\$ 8,4 milhões no faturamento proveniente de outros contratos bilaterais refere-se a oportunidades de mercado identificadas pela Companhia, que resultou na maior venda de contratos de energia incentivada no 3T10.

REGULATÓRIO

ENCARGOS DE CONEXÃO E TRANSMISSÃO

Em 30 de junho de 2010, a Aneel publicou as resoluções nº 1.021 e 1.022/2010 que estabeleceram os seguintes valores dos Encargos de Conexão e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão Componentes da Rede Básica (TUSTrb) para as usinas da AES Tietê para o ciclo tarifário válido de julho de 2010 a junho de 2011:

- Encargo de conexão em R\$ 2,7 milhões (ante R\$ 0,9 milhão no ciclo anterior); e
- Tarifa TUSTrb em R\$ 59,2 milhões (comparado a R\$ 62,8 milhões no ciclo anterior).

O reajuste da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSDg) para as usinas da Companhia ocorre nas datas dos reajustes / revisões tarifárias das distribuidoras em cujas áreas de concessão essas usinas estão localizadas. O reajuste de 6,59% da TUSDg da usina de Nova Avanhandava ocorreu em agosto desse ano e resultou em um valor de R\$ 8,6 milhões para o ciclo 2010-2011. Os reajustes das demais usinas ocorrerão apenas no ano que vem, nos meses de fevereiro e abril.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECLASSIFICAÇÕES

Para melhor entendimento das análises descritas abaixo, cabe observar a ocorrência de duas reclassificações no 2T10. A primeira reclassificação, no valor de R\$ 4,8 milhões, refere-se à parcela de juros e multas dos valores constituídos como provisões para contingências no 2T10 (R\$ 9,2 milhões), devido ao processo administrativo movido pela Receita Federal referente a compensações realizadas entre débitos de Imposto de Renda e Contribuição Social dos anos de 2004 e 2005 com créditos de anos anteriores; tal valor passou a integrar a linha de despesas financeiras. Da mesma forma, foi realizada uma reclassificação no valor de R\$ 1,4 milhão, referente à atualização da parcela na discussão judicial entre a AES Tietê e a AES Sul, que passou a integrar a linha de variações monetárias.

RECEITA BRUTA

No 3T10, a AES Tietê atingiu uma receita bruta de R\$ 495,5 milhões, 6,1% superior àquela registrada no mesmo período do ano anterior, de R\$ 467,2 milhões, a despeito da redução de 2,1% no volume de energia vendida para a AES Eletropaulo. Tal resultado foi favorecido pelos seguintes fatores: (i) reajuste anual do preço da energia vendida por intermédio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo, que passou de R\$ 152,00/MWh para R\$ 159,85/MWh, ocorrido em 04 de julho de 2010; e (ii) pelo aumento de 277% no volume de energia vendida através dos outros contratos bilaterais (83,2 GWh no 3T10 ante 22,1 GWh no 3T09).

Na comparação do 3T10 com o trimestre anterior, a receita bruta apresentou elevação de 17,1% (R\$ 72,2 milhões) explicada pelo (i) aumento de 10,9% no volume de energia faturada para a AES Eletropaulo; e (ii) reajuste do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo em 5,17%.

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 para as demais receitas da Companhia a alíquota é de 9,25% (regime não cumulativo).

A AES Tietê registrou no 3T10 R\$ 24,3 milhões em deduções da receita ante R\$ 22,0 milhões apurados no 3T09. A variação de 10,2%, superior a verificada na receita bruta (6,1%), é explicada pela maior participação de receitas com alíquotas de PIS / COFINS mais altas.

Na comparação entre o 3T10 e o 2T10, nota-se que as deduções apresentaram variação positiva de 18,0%, acompanhando a variação da receita bruta que registrou acréscimo de 17,1% no mesmo período.

RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida auferida no 3T10 totalizou R\$ 471,2 milhões, com aumento de 5,8% em relação a do 3T09 devido ao reajuste do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e do aumento de 277% no volume de energia vendida através dos outros contratos bilaterais, conforme já mencionado.

Se comparada à receita líquida auferida no 2T10 (R\$ 402,6 milhões), o aumento foi de 17,0% explicado pelo maior volume de energia vendida através do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e pelo reajuste do preço desse contrato ocorrido em julho de 2010.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	3T09	2T10	3T10	Var (%) 3T10 X 3T09	Var (%) 3T10 X 2T10
Pessoal	15.190	17.293	17.522	15,4%	1,3%
Material e Serviços de Terceiros	12.261	15.138	18.820	53,5%	24,3%
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	14.930	15.571	14.366	-3,8%	-7,7%
Energia Comprada para Revenda	13.080	16.239	33.762	158,1%	107,9%
Transmissão e Conexão	22.787	23.145	22.863	0,3%	-1,2%
Provisões Operacionais	314	5.301	2.259	619,4%	-57,4%
Depreciação e Amortização	16.441	15.844	15.048	-8,5%	-5,0%
Outras despesas (receitas) operacionais	4.875	4.449	4.359	-10,6%	-2,0%
Total de Custos e Despesas Operacionais	99.878	112.980	128.999	29,2%	14,2%

No 3T10, os custos e despesas operacionais somaram R\$ 129,0 milhões, representando aumento de 29,2% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Na comparação do 3T10 com o 2T10, foi registrado aumento de 14,2% nos custos e despesas operacionais, o que representa cerca de R\$ 16,0 milhões.

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

Pessoal

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 17,5 milhões no 3T10, registrando um crescimento de R\$ 2,3 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. Esta variação decorre dos seguintes aumentos: (i) R\$ 1,0 milhão em provisões, efeito do estorno da provisão para o dissídio coletivo realizada no 2T09; neste ano, provisão e estorno do dissídio foram registrados no 3T10; e (ii) R\$ 0,8 milhão devido a acordos trabalhistas.

Na comparação com o 2T10, observou-se elevação de 1,3% nas despesas com pessoal (R\$ 0,2 milhão), influenciado principalmente pelo aumento de R\$ 0,5 milhão resultante de acordos trabalhistas.

Material e Serviços de Terceiros

No 3T10, a conta de materiais e serviços de terceiros somou R\$ 18,8 milhões, o que representa um aumento de R\$ 6,6 milhões quando comparada ao valor do 3T09. Essa variação é composta pelos seguintes itens:

- (i) manutenção de equipamentos de geração das usinas de Água Vermelha e Barra Bonita (R\$ 1,3 milhão);

- (ii) obras civis de manutenção e reforma das instalações das usinas para atender aos requisitos de segurança definidos pela Companhia (R\$ 1,2 milhão);
- (iii) programa de reflorestamento (R\$ 1,3 milhão), contabilizado como Capex em 2009;
- (iv) programa de reintegração de posse das áreas das bordas dos reservatórios das usinas visando evitar eventuais questionamentos por parte das autoridades ambientais (R\$ 1,0 milhão); e
- (v) gastos relacionados ao projeto da usina térmica no Estado de São Paulo (R\$ 0,8 milhão).

Quando comparada ao 2T10, a conta apresentou aumento de R\$ 3,7 milhões, influenciada principalmente pelo aumento dos custos com:

- (i) aceleração no 2S10 das obras civis de manutenção e reforma das instalações das usinas, seguindo a política de segurança da Companhia (R\$ 1,0 milhão);
- (ii) manutenção de equipamentos de geração das usinas de Água Vermelha e Barra Bonita (R\$ 0,9 milhão);
- (iii) gastos relacionados ao projeto da usina térmica no Estado de São Paulo (R\$ 0,6 milhão); e
- (iv) despesas com materiais e equipamentos (R\$ 0,4 milhão).

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

Os gastos com CFURH no 3T10 totalizaram R\$ 14,4 milhões, queda de 3,8% em relação ao 3T09. Esta variação é explicada pela redução de 7,4% no volume de energia gerada (3.302 GWh no 3T10 ante 3.565 GWh no 3T09), fator que foi parcialmente compensado pelo reajuste da Tarifa Anual de Referência (TAR), que passou de R\$ 62,33/MWh em 2009 para R\$ 64,69/MWh em 2010.

Na comparação com o 2T10, a conta apresentou queda de 7,7% em função do decréscimo no volume de energia gerada (3.302 GWh no 3T10 e 3.582 GWh no 2T10).

Energia Comprada para Revenda

O custo com compra de energia para revenda chegou a R\$ 33,8 milhões no trimestre, apresentando alta significativa (158,1%) na comparação com o 3T09. Esse aumento deve-se aos seguintes fatores: (i) maior volume de energia comprada (304 GWh no 3T10 ante 282 GWh no 3T09), e (ii) preços mais elevados observados neste trimestre (R\$ 118,2/MWh no 3T10 comparado a R\$ 51,0/MWh no 3T09). Os contratos de compra foram efetuados para atender ao maior volume de vendas em contratos bilaterais, principalmente os contratos de energia proveniente de fonte incentivada, de forma a aproveitar oportunidades de mercado.

Se comparado ao 2T10, o custo de energia comprada elevou-se em 107,9% (R\$ 17,5 milhões), influenciado principalmente pelo maior volume de energia comprada (304 GWh no 3T10 ante 134 GWh no 2T10), em especial os contratos bilaterais, visando atender ao contrato com a AES Eletropaulo e refletindo a estratégia comercial da Companhia.

Do total de energia comprada em contratos bilaterais no 3T10, 65 GWh referem-se a um contrato de co-geração por meio de biomassa que conta para o cumprimento da obrigação de expansão da Companhia (Para mais detalhes, vide o capítulo "Obrigação de Expansão" na página 15 desse relatório). Esse contrato está atrelado ao período de safra da cana de açúcar compreendido entre os meses de maio e novembro de cada ano.

Transmissão e Conexão

Em comparação ao 3T09, os custos de transmissão e conexão mantiveram-se praticamente estáveis (0,3%) no 3T10.

Comparando-se ao trimestre anterior, a conta apresentou uma redução de 1,2% (R\$ 22,9 milhões no 3T10 ante R\$ 23,1 milhões no 2T10).

Provisões Operacionais

No 3T10, as provisões operacionais apresentaram incremento de R\$ 1,9 milhão na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior, influenciado principalmente pelo aumento de R\$ 2,8 milhões na constituição de provisão para contingências trabalhistas. Na Controladora, foi constituída uma provisão no valor de R\$ 1,4 milhão, referente a processos trabalhistas iniciados por colaboradores terceirizados. Na controlada AES Minas PCH, a provisão de R\$ 1,4 milhão refere-se a decisões desfavoráveis em primeira instância, para as quais ainda cabe recurso.

Na comparação com o 2T10, já considerando as reclassificações, observou-se uma redução de R\$ 3,0 milhões no 3T10, influenciada principalmente pela base de comparação mais elevada do 2T10, devido à provisão, no valor de R\$ 4,4 milhões, referente ao processo administrativo movido pela Receita Federal conforme explicado no item "Reclassificações".

Depreciação e Amortização

Os valores referentes a depreciação e amortização somaram R\$ 15,0 milhões no 3T10, queda de 8,5% em relação ao 3T09 (R\$ 16,4 milhões). Essa redução deve-se à diminuição da base de cálculo de depreciação, refletindo o aumento de R\$ 23,5 milhões nos bens totalmente depreciados.

Na comparação com o 2T10, quando os valores referentes a depreciação e amortização chegaram a R\$ 15,8 milhões, houve uma queda de 5,0%, decorrente de uma baixa de ativos (equipamentos desgastados e/ou destinados à reforma) no valor de R\$ 1,8 milhão, o que também reduziu a base de cálculo.

Outras Despesas

No 3T10, as "outras despesas" totalizaram R\$ 4,4 milhões, uma redução de 10,6% na comparação com o mesmo trimestre do ano anterior decorrente sobretudo dos seguintes fatores:

- (i) reversão, no valor de R\$ 2,1 milhões, de parcela da provisão para devedores duvidosos (PDD) integralmente constituída em 2005 em virtude da intervenção no Banco Santos por parte do Banco Central. Essa reversão deve-se ao recebimento de parte dos créditos habilitados do Banco Santos autorizado pelo administrador judicial da massa falida e representa 10% do montante devido pela Companhia em aplicações (CDBs) no Banco Santos naquele momento; e
- (ii) redução nos gastos com seguros (R\$ 0,4 milhão) reflexo de negociações realizadas no momento da renovação e da baixa sinistralidade da Companhia.

Tais fatores foram parcialmente compensados pelo:

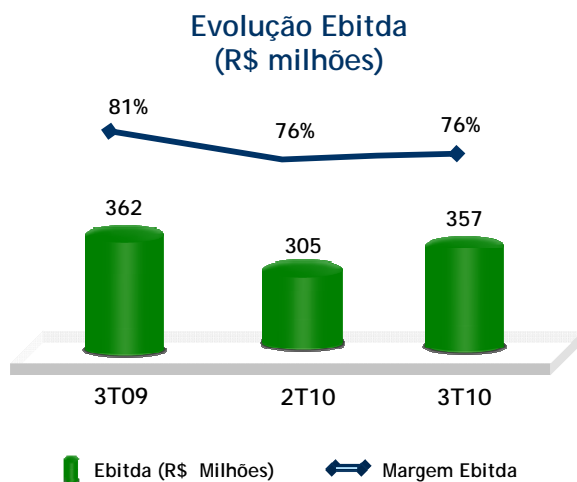
- (iii) efeito gerado pelo Despacho Aneel nº 2.517, de agosto de 2010. Conforme Resolução Normativa Aneel nº. 387/2009, os repasses de energia livre para as geradoras foram recalculados, o que gerou, com base em informações para recálculo disponibilizadas pela Aneel em março/10, o registro de R\$ 12,6 milhões em contas a receber e de R\$ 3,7 milhões em contas a pagar. Com o Despacho 2.517/2010, foram apurados novos saldos, sendo R\$ 10,6 milhões em contas a receber e R\$ 4,4 milhões em contas a pagar. A diferença entre os valores registrados anteriormente pela Companhia e os valores apurados em agosto/2010 geraram a contabilização de um estorno de receita no valor de R\$ 2,7 milhões.

Em relação ao 2T10, as "outras despesas" mantiveram-se praticamente no mesmo patamar (R\$ 4,4 milhões).

EBITDA

A AES Tietê registrou Ebitda de R\$ 357,2 milhões no 3T10, o que representa decréscimo de R\$ 4,5 milhões na comparação com o 3T09. Houve um aumento na receita líquida de R\$ 26,0 milhões, enquanto os gastos com energia comprada para revenda sofreram acréscimo de R\$ 20,7 milhões. No entanto, a elevação de R\$ 6,6 milhões nos gastos com materiais e serviços de terceiros impactou negativamente o Ebitda, anulando o aumento da receita líquida.

Na comparação entre o 3T10 e o 2T10, observou-se elevação de R\$ 51,7 milhões do Ebitda explicada basicamente pelo aumento da receita líquida por conta do maior volume de energia vendida através do contrato bilateral com a AES Eletropaulo e do reajuste do preço desse contrato ocorrido em julho de 2010.



RESULTADO FINANCEIRO

No 3T10, a Companhia registrou resultado financeiro negativo de R\$ 13,7 milhões, comparado a um resultado também negativo de R\$ 9,5 milhões no 3T09. Esse desempenho decorre principalmente do resultado menos favorável das despesas financeiras.

Na comparação do 3T10 com o 2T10, observou-se acréscimo no resultado financeiro de R\$ 14,6 milhões. Esta variação é explicada basicamente pelo aumento de R\$ 4,0 milhões das receitas financeiras e de R\$ 10,6 milhões das despesas financeiras.

R\$ mil	3T09	2T10	3T10	Var (%) 3T10 X 3T09	Var (%) 3T10 X 2T10
Receitas Financeiras	16.021	13.365	17.415	8,7%	30,3%
Despesas Financeiras Total	(25.524)	(41.640)	(31.083)	21,8%	-25,4%
Despesas Financeiras	(27.794)	(30.085)	(28.129)	1,2%	-6,5%
Variações Monetárias	2.270	(11.555)	(2.954)	-230,1%	-74,4%
Resultado Financeiro	(9.503)	(28.275)	(13.668)	43,8%	-51,7%

Receitas Financeiras

Em 30 de setembro de 2010, as disponibilidades da AES Tietê somavam R\$ 547,4 milhões e estavam aplicadas em operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 103,3% do custo do CDI no 3T10 comparado à rentabilidade média de 102,5% do custo do CDI no 2T10 e 102,0% do custo do CDI no 3T09.

Tomando por base de comparação o mesmo período do ano anterior, o aumento de 8,7% das receitas financeiras deve-se ao recebimento de R\$ 1,9 milhão do Banco Santos no 3T10. Esse valor refere-se, em sua maior parte, a 10% dos recursos aplicados em CDBs (títulos bancários) por meio de um fundo de investimento; a totalidade desses recursos havia sido integralmente baixada para prejuízo em 2004. Esse montante foi parcialmente compensado pelo menor saldo médio das aplicações financeiras, que passou de R\$ 709,5 milhões no 3T09 para R\$ 567,6 milhões no 3T10.

O aumento de 1,2 ponto percentual da taxa básica de juros (taxa SELIC), que remunerava as aplicações financeiras da Companhia, e o recebimento do valor de R\$ 1,9 milhão mencionado no parágrafo anterior foram os principais fatores que levaram ao acréscimo de R\$ 4,0 milhões das receitas financeiras no 3T10 em relação ao 2T10.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras somaram R\$ 31,1 milhões no trimestre, apresentando aumento de 21,8% se comparadas às do mesmo trimestre do ano anterior. Esse desempenho é devido aos seguintes fatos:

- (i) A dívida com a Eletrobrás, corrigida por IGP-M + 10% a.a., apresentou um custo de 8,8% a.a. no 3T09 enquanto no 3T10, após a troca dessa dívida pelas debêntures, o custo foi de CDI + 1,20% a.a. ou 12,2% a.a.; e
- (ii) Registro no 3T10 da atualização da parcela da AES Tietê na discussão judicial entre a AES Sul e algumas empresas do setor, no valor de R\$ 1,2 milhão.

Na comparação com o 2T10, observou-se redução de R\$ 10,6 milhões das despesas financeiras devido aos seguintes fatores:

- (i) No 2T10, a dívida com a Eletrobrás foi contabilizada apenas no mês de abril, resultando em um custo de aproximadamente 14,3% a.a. nesse trimestre. Já no 3T10, após a troca da referida dívida pelas debêntures, o custo médio passou para 12,2% a.a.; e
- (ii) Reclassificações registradas no 2T10: (a) R\$ 4,8 milhões referentes à parcela de juros e multas da provisão relativa ao processo administrativo movido pela Receita Federal; e (b) R\$ 1,4 milhão, referente à atualização da parcela na discussão judicial entre a AES Tietê e a AES Sul.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido auferido pela AES Tietê no 3T10 foi de R\$ 216,4 milhões, resultado 2,3% inferior ao obtido no 3T09. A receita líquida apresentou elevação de R\$ 26,0 milhões, enquanto os gastos com energia comprada para revenda sofreram um acréscimo de R\$ 20,7 milhões. No entanto, a elevação de R\$ 6,6 milhões nos gastos com material e serviços de terceiros e o resultado menos favorável das despesas financeiras contribuíram para anular o aumento da receita líquida.

Comparativamente ao 2T10, o lucro líquido do 3T10 apresentou acréscimo de 25,6% em consequência, sobretudo, dos seguintes fatores já comentados anteriormente:

- (i) aumento da receita líquida devido basicamente ao maior volume e preço da energia vendida para a AES Eletropaulo;
- (ii) aumento dos custos e despesas operacionais; e
- (iii) melhora do resultado financeiro.

PROVENTOS

Os proventos referentes aos resultados do 3T10 somam R\$ 216,4 milhões e correspondem a 100,0% do lucro líquido do trimestre. Esse valor será distribuído sob a forma de dividendos, na seguinte proporção: R\$ 0,541517968 por ação ordinária e R\$ 0,595669765 por ação preferencial.

O pagamento será efetuado no dia 07 de dezembro de 2010.

ENDIVIDAMENTO

em R\$ milhões		
Montante	Vencimento	Custo
945,3	04/2015	CDI + 1.20% a.a.

Em 3 de maio de 2010, ocorreu a liquidação financeira da 1ª emissão de debêntures da AES Tietê, no valor de R\$ 900,0 milhões, com custo de CDI + 1,20% a.a. e prazo de 5 anos. Os juros são pagos

semestralmente e as amortizações são realizadas em parcelas anuais e iguais no 3º, 4º e 5º anos. Os recursos foram integralmente utilizados para pré-pagar a confissão de dívida com a Eletrobrás, realizada no dia seguinte à liquidação financeira do título.

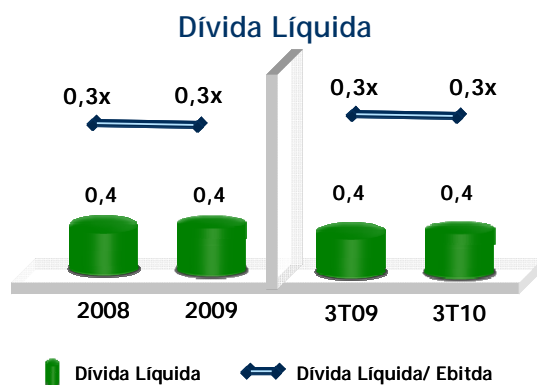
Com essa troca, o custo da dívida da Companhia passou de IGP-M + 10% a.a. para CDI + 1,20% a.a. trazendo um benefício econômico no valor de R\$ 10,9 milhões no 3T10. Além do alongamento do prazo de vencimento de 2013 para 2015.

Em 30 de setembro de 2010, o saldo do endividamento total da Companhia, considerando operações de arrendamento mercantil, era de R\$ 945,8 milhões.

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 - BSPS 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 líquida ao final do 3T10 era de R\$ 398,3 milhões, 5,8% superior quando comparada à posição de encerramento do 3T09. Essa elevação é explicada, fundamentalmente, pelo menor saldo de disponibilidades (R\$ 547,5 milhões no 3T10 ante R\$ 652,4 milhões no 3T09). A relação "dívida líquida/Ebitda", considerando o Ebitda dos últimos 12 meses ao final do 3T10 era de 0,3x e também de 0,3x ao final do 3T09.



INVESTIMENTOS

A Companhia revisou sua projeção de investimentos para 2010, passando de R\$ 66,7 milhões para R\$ 92,6 milhões. O incremento de R\$ 25,9 milhões refere-se ao processo de modernização das unidades geradoras 2 e 3 de Nova Avanhandava, que tiveram um de seus componentes rompido no primeiro semestre de 2010. A conclusão do processo está prevista para o segundo semestre de 2011.

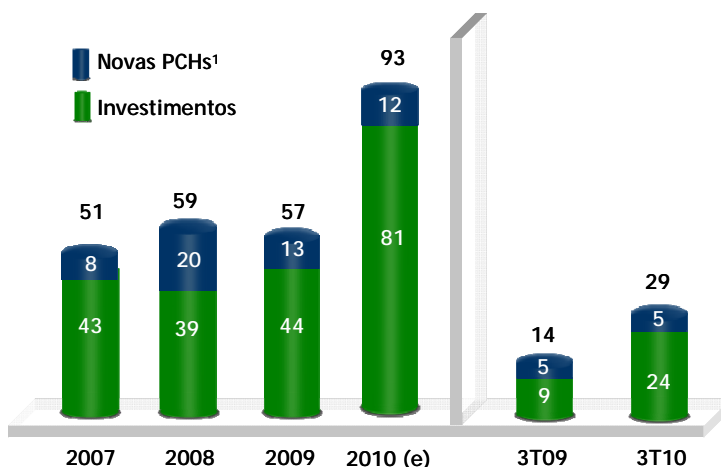
Investimentos estimados para 2010: R\$ 92,6 milhões

- R\$ 78,4 milhões - manutenção, modernização e TI;
- R\$ 12,5 milhões - PCHs Jaguari-Mirim; e
- R\$ 1,7 milhão - projetos de meio ambiente

Os investimentos no 3T10 somaram R\$ 29,4 milhões, montante R\$ 15,0 milhões superiores ao realizado no 3T09. Segue abaixo a abertura do valor realizado no 3T10:

- R\$ 24,6 milhões - manutenção e modernização de usinas;
- R\$ 4,6 milhões - construção das PCHs Jaguari-Mirim; e
- R\$ 0,2 milhão - projetos de meio ambiente.

Histórico de Investimentos (R\$ milhões)



1 - Pequenas Centrais Hidrelétricas

OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê S.A (“AES Tietê ou “Companhia”) estabelece 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 através de energia nova, no período de oito anos, a partir da assinatura do seu Contrato de Concessão, ocorrida em dezembro de 1999. Contudo, foram estabelecidas restrições regulatórias desde a privatização supramencionada, em especial a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, que tornaram inviável o cumprimento da obrigação tal qual originalmente concebida. 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.

Em 26 de agosto de 2008, a Aneel emitiu despacho no qual entendeu que a obrigação de expansão vincula somente a AES Tietê ao Governo do Estado de São Paulo, colocando-se, apenas, como fiscalizadora do acordo e manifestando ausência de necessidade de aditamento do contrato de concessão.

Tendo em vista as modificações na regulamentação do setor e o despacho da Aneel acima referido, a AES Tietê vem discutindo alternativas com a Secretaria de Energia do Estado de São Paulo para o atendimento da obrigação.

Em 27 de julho de 2009, a AES Tietê foi notificada pela Procuradoria Geral do Estado de São Paulo para se pronunciar quanto ao cumprimento da obrigação de expansão. A Companhia apresentou resposta em 29 de julho de 2009 informando os projetos analisados visando o cumprimento da referida obrigação, o que esgota o procedimento da notificação. Eventual desdobramento depende de nova manifestação da referida Procuradoria.

Adicionalmente, em 15 de janeiro de 2008, foi proposta ação popular que visa à rescisão e/ou cancelamento da concessão da AES Tietê, bem como a aplicação de penalidades em razão do suposto descumprimento da obrigação de expansão. Em 22 de setembro de 2010, foi publicada a decisão judicial extinguindo, sem julgamento do mérito, a ação popular. O fundamento da decisão foi o descumprimento de requisito processual por parte dos autores. Vale ressaltar que sobre essa decisão ainda cabem recursos.

Visando cumprir o requerimento de expansão, a Companhia vem, ainda, desenvolvendo um projeto de uma termoelétrica a gás natural, com capacidade de geração de aproximadamente 550 MW e estudando a viabilidade de implantação de uma PCH com potência instalada de 22 MW. Com relação à usina termelétrica, em novembro de 2009 houve a definição sobre a localização da planta. 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. Atualmente, a Companhia está realizando os estudos necessários para protocolar o Estudo de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) até o final de 2010 na CETESB. Além dos projetos citados anteriormente, contribuirão também para o cumprimento de tal obrigação, a conclusão do projeto de 7 MW de geração hidrelétrica nas PCHs São José e São Joaquim (PCHs Jaguari Mirim), que entrarão em operação no primeiro semestre de 2011 e 6 MW de co-geração de biomassa contratados por quinze anos com início de suprimento em 2010.

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	3T09	2T10	3T10
SALDO DE CAIXA INICIAL	641,4	573,8	454,5
Geração Operacional de Caixa	316,4	345,8	321,9
Investimentos	(14,8)	(16,1)	(29,5)
Despesas Financeiras Líquidas	(15,0)	(3,5)	(7,1)
Amortização Líquida	(57,5)	(34,3)	(0,0)
Imposto de Renda	(18,9)	(32,5)	(20,2)
Caixa Livre	210,1	259,4	265,1
Dividendos e JSCP	(199,0)	(378,6)	(172,2)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	652,4	454,5	547,4

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento 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 no 3T10 apresentou variação de R\$ 55,0 milhões quando comparado ao do 3T09, passando de R\$ 210,1 milhões no 3T09 para R\$ 265,1 milhões no 3T10. Essa variação é explicada principalmente pela ausência de amortizações no 3T10 por conta da substituição da dívida com a Eletrobrás pela 1ª emissão de debêntures ocorrida em maio, cujas amortizações serão iniciadas apenas em 2013. O fluxo de caixa operacional se manteve em linha quando comparado ao 3T09, com variação de R\$ 5,5 milhões.

O fluxo de caixa livre no 3T10 foi de R\$ 265,1 milhões, em linha com o do trimestre anterior, que foi de R\$ 259,4 milhões. Já o fluxo de caixa operacional da Companhia apresentou uma queda de R\$ 23,9 milhões, principalmente em função da redução do faturamento advindo do contrato bilateral no 2T10. Esse efeito refletiu as diferenças entre o regime de caixa, utilizado na elaboração do fluxo de caixa gerencial e o regime de competência.

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 DAS AÇÕES

No 3T10, o Ibovespa apresentou desempenho positivo de 13,4% enquanto o IEE apresentou alta de 5,9%. No mesmo período, as ações ordinárias da AES Tietê registraram elevação de 3,9% e as ações preferenciais aumento de 8,9%.

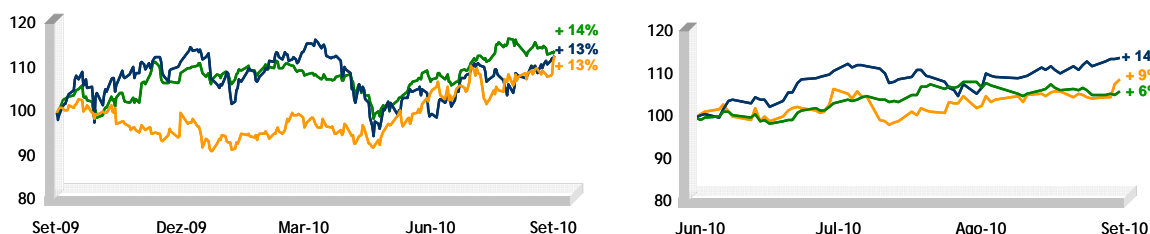
As ações da AES Tietê foram negociadas em 100% dos pregões da BM&FBovespa, ao longo do 3T10. Para as ações ordinárias, foram registrados 22.529 negócios durante o trimestre, envolvendo aproximadamente R\$ 14,3 milhões de ações. O volume médio diário negociado no 3T10 foi de R\$ 3,9 milhões, 57,8% superior ao volume médio negociado no 3T09. No caso das ações preferenciais, foram registrados 77.061 negócios no 3T10, envolvendo aproximadamente 27,8 milhões de ações. O volume médio diário negociado foi de R\$ 9,0 milhões, 7,3% superior à média registrada no 3T09. Em 30 de setembro de 2010, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 7,8 bilhões.

AES Tietê x Ibovespa x IEE

Base 100

12 meses¹

3T10²



— GETI4 — IEE — IBOV

1 - Índice - 30/09/2009 = 100

2 - Índice - 30/06/2010 = 100

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%
Total	197.461.211	100,0%	183.792.282	100,0%	381.253.493	100,0%

Em 30/09/2010

CONTATOS:

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

Gerente de RI	E-mail	Telefone
Roberta Tenenbaum	roberta.tenenbaum@aes.com	(11) 2195-7022
Analistas de RI	E-mail	Telefones
Giovanna Rovere	giovanna.rovere@aes.com	(11) 2195-7995
Luciana Silvestre	luciana.silvestre@aes.com	(11) 2195-2282
Nadia Harada	nadia.harada@aes.com	(11) 2195-2286
Nathalia Boiseaux	nathalia.boiseaux@aes.com	(11) 2195-2344

www.aestiete.com.br/ri

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: segunda-feira, 08 de novembro de 2010

HORÁRIO: 14h30 (BR) / 11:30 a.m. (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: 47776

DISPONIBILIDADE: 08/11/10 até 14/11/10

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 site, 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 2009, a Empresa gerou 14.581,1 GWh de energia e obteve Receita Líquida de R\$ 1,7 bilhão e Ebitda de R\$ 1,3 bilhão.

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ milhões

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.06.2010	30.09.2010
ATIVO CIRCULANTE	735.337	905.137
DISPONIBILIDADES	454.507	547.472
Caixa e bancos	524	1.046
Aplicações financeiras	453.983	546.426
CRÉDITOS	194.355	218.160
Revendedores	28.892	16.760
Contas a receber de partes relacionadas	165.463	201.400
OUTROS	86.475	139.505
Tributos e contribuições sociais	63.939	85.462
Tributos a recuperar	11.116	10.984
Outros créditos	11.420	43.059
ATIVO NÃO CIRCULANTE	193.273	191.797
Tributos e contribuições sociais diferidos	18.742	18.284
Títulos a recuperar	114.837	112.124
Cauções e depósitos vinculados	59.590	61.285
Outros créditos	104	104
ATIVO PERMANENTE	1.174.587	1.189.218
Investimentos	2.099	2.099
Imobilizado e Intangível	1.172.488	1.187.119
TOTAL DO ATIVO	2.103.197	2.286.152

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.06.2010	30.09.2010
PASSIVO CIRCULANTE	387.588	550.993
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	22.747	49.850
Empréstimos e financiamentos	53	133
Encargos de dívidas	22.694	49.717
FORNECEDORES	106.489	116.546
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	211.966	323.602
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.770	2.886
PROVISÕES	20.170	33.909
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	13.927	24.165
Provisão para litígios e contingências	6.243	9.744
OUTRAS CONTAS A PAGAR	23.446	24.200
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.042.221	1.017.713
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	895.664	895.907
Empréstimos e financiamentos	895.664	895.907
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTINGÊNCIAS	93.287	92.502
OUTROS	53.270	29.304
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	673.388	717.446
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	252.364	252.364
Reservas de Lucro	41.446	41.446
Resultado do exercício	172.351	216.409
TOTAL DO PASSIVO	2.103.197	2.286.152

Demonstração dos Resultados	3T09	2T10	3T10	Var (%) 3T10 X 3T09	Var (%) 3T10 X 2T10
Receita Operacional Bruta	467.185	423.220	495.455	6,1%	17,1%
Suprimento e Transporte de Energia	467.165	423.211	495.438	6,1%	17,1%
Outras Receitas	20	9	17	-15,0%	88,9%
Deduções da Receita Operacional	(22.038)	(20.586)	(24.283)	10,2%	18,0%
Receita Operacional Líquida	445.147	402.634	471.172	5,8%	17,0%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(99.878)	(112.980)	(128.999)	29,2%	14,2%
Pessoal	(15.190)	(17.293)	(17.522)	15,4%	1,3%
Material	(836)	(1.426)	(1.812)	116,7%	27,1%
Serviços de Terceiros	(11.425)	(13.712)	(17.008)	48,9%	24,0%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(14.930)	(15.571)	(14.366)	-3,8%	-7,7%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(13.080)	(16.239)	(33.762)	158,1%	107,9%
Transmissão e Conexão	(22.787)	(23.145)	(22.863)	0,3%	-1,2%
Depreciação e Amortização	(16.441)	(15.844)	(15.048)	-8,5%	-5,0%
Provisões Operacionais	(314)	(5.301)	(2.259)	619,4%	-57,4%
Outras despesas (receitas) operacionais	(4.875)	(4.449)	(4.359)	-10,6%	-2,0%
Resultado do Serviço	345.269	289.654	342.173	-0,9%	18,1%
EBITDA	361.710	305.498	357.221	-1,2%	16,9%
Receita (Despesa) Financeira	(9.503)	(28.275)	(13.668)	43,8%	-51,7%
Receitas Financeiras	16.021	13.365	17.415	8,7%	30,3%
Despesas Financeiras	(27.794)	(30.085)	(28.129)	1,2%	-6,5%
Variações Monetárias/cambiais - Líquidas	2.270	(11.555)	(2.954)	-230,1%	-74,4%
Resultado Operacional	335.766	261.379	328.505	-2,2%	25,7%
Resultado Antes dos Tributos	335.766	261.379	328.505	-2,2%	25,7%
Provisão para IR e Contribuição Social	(111.923)	(90.586)	(111.023)	-0,8%	22,6%
Impostos Diferidos	(2.441)	1.558	(1.073)	-56,0%	-168,9%
Lucro Líquido do Exercício	221.402	172.351	216.409	-2,3%	25,6%

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, 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 Km², 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.