

LUCRO LÍQUIDO DA AES TIETÊ ATINGE R\$ 224,7 MILHÕES NO 3T13
Comentários do Sr. Gustavo Duarte Pimenta - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

O aumento da energia faturada por meio de outros contratos bilaterais e a combinação entre o maior volume e o preço da energia vendida no mercado spot foram fatores preponderantes para crescimento de 7% da receita líquida da AES Tietê totalizando R\$ 580 milhões no 3T13. Tal aumento foi parcialmente compensado pela sazonalização da energia vendida à AES Eletropaulo.

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação, totalizaram R\$ 187 milhões no 3T13, aumento de 56% em relação ao 3T12 (R\$ 120,1 milhões), em função, principalmente, do maior volume de energia comprada para suprir o aumento do portfólio de contratos bilaterais no mercado livre, bem como da compra de energia no mercado spot.

O Ebitda no trimestre foi de R\$ 393,2 milhões, montante 7,1% inferior ao registrado no 3T12. Tal resultado é explicado, basicamente, pela sazonalização da energia vendida à AES Eletropaulo, na comparação com o 3T12, e pelo efeito positivo e não recorrente de R\$ 10 milhões relativo à venda da PCH Minas e que ocorreu em agosto de 2012. Com isso, o lucro líquido apurado foi inferior em 7,9% comparado ao 3T12, totalizando R\$ 224,7 milhões.

O destaque operacional do período foi o aumento no volume de energia própria vendida para entrega pós 2015 (413 MWh no 3T13 versus 210 MWh no 2T13). Esse crescimento é resultado da estratégia de comercialização da Companhia para recontração de energia após o fim do contrato com a AES Eletropaulo.

A AES Tietê distribuirá aos seus acionistas dividendos intermediários no montante de R\$ 242,4 milhões, correspondentes a 107,9% do lucro líquido do trimestre. O *dividend yield* do trimestre ficou em 3,1% para as ações ordinárias e preferenciais.

↑ Aumento de 7% da receita líquida	↑ R\$ 59 milhões em investimentos	↑ Custos com pessoal, material e serviços estáveis e abaixo da inflação	↓ Redução de 7,9% no lucro líquido
---	--	--	---

R\$ milhões	3T12	3T13*	Var (%)
Receita Líquida	543,1	579,9	6,8%
Custos e Despesas Operacionais**	120,1	186,7	55,5%
EBITDA	423,0	393,2	-7,1%
Margem EBITDA - %	77,9%	67,8%	-10,1
Lucro Líquido	244,0	224,7	-7,9%
Margem Líquida - %	44,9%	38,8%	-6,2 p.p
Patrimônio Líquido	2.159,9	1.813,0	-16,1%
Dívida Líquida	547,6	708,7	29,4%
Geração de caixa operacional	435,1	397,9	-8,6%

* reclassificação contábil

** não inclui depreciação

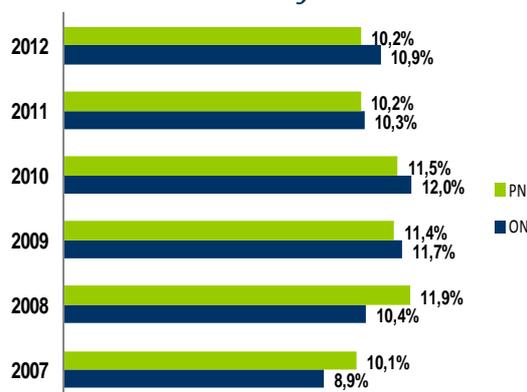
Índices	3T12	3T13*	Var (%)
Lucro Líq*** / PL (vezes)	0,5x	0,5	1,0%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	0,3	0,4	54,2%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,3	0,5	81,1%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	15,0	17,1	14,2%

*** últimos 12 meses

Dados Operacionais	3T12	3T13*	Var (%)
Energia Gerada - GWh	3.500,4	3.085,9	-11,8%
Preço Contrato Bilateral****	182,6	194,2	6,3%
Investimentos - R\$ milhões	20,1	59,6	197,0%
Funcionários	360	348	-3,3%

**** Contrato com AES Eletropaulo

São Paulo, 06 de novembro de 2013 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 3º trimestre de 2013 (3T13) e aos 9 meses de 2013 (9M13). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números consolidados da AES Tietê S.A. e de sua controlada AES Rio PCH Ltda. de acordo com a legislação societária.

Dividend yield


GETI3: R\$ 19,24 GETI4: R\$ 21,05 (06/11/13)

VALOR DE MERCADO: R\$ 7.668 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 3.365 milhões

DESTAQUES DO 3T13

Operacional

- ↑ Geração de energia 19% superior à garantia física e 12% abaixo da registrada no 3T12
- ↑ Redução de 39% no fator equivalente de paradas forçadas (0,33% nos 9M12 vs. 0,20% nos 9M13)
- ↑ 413MWh de energia própria vendida no mercado livre para entrega em 2016 (200MWh de novos contratos firmados no trimestre)

Financeiro

- ↑ Receita líquida de R\$ 580 milhões no 3T13, com aumento de 7% vs. 3T12 explicado principalmente pela comercialização de contratos bilaterais em linha com a estratégia pós 2015
- ↓ Custos gerenciáveis no mesmo patamar do 3T12
- ↓ Ebitda alcançou R\$ 393 milhões no 3T13, com redução de 7% vs. 3T12 em função da sazonalização da energia vendida à AES Eletropaulo
- ↓ Lucro líquido de R\$ 225 milhões no 3T13, com redução de 8% vs. 3T12

Dividendos

- ↑ Em 06 de novembro de 2013, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a distribuição de dividendos intermediários no montante de R\$ 242,4 milhões, correspondentes a 107,9% do lucro líquido auferido no 3T13. O valor por ação será de R\$ 0,61 por ação ordinária e R\$ 0,67 por ação preferencial. Os dividendos serão pagos em 25 de novembro de 2013.

Prêmio

- ↑ Em julho de 2013, a AES Tietê recebeu o "Troféu Transparência 2013" da ANEFAC pela qualidade e transparência de suas demonstrações financeiras

CONTEXTO OPERACIONAL

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA NO BRASIL

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

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

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

Da mesma forma, quando a geração de todo MRE for inferior à garantia física das usinas do SIN, tal déficit, medido pelo *Generation Scaling Factor* (GSF), também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do MRE, resultando em exposições ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD).

Além disso, as usinas despachadas pelo ONS estão sujeitas à aplicação do Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRA). O MRA verifica se as usinas participantes do MRE cumpriram ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Estes cálculos são feitos considerando os parâmetros de interrupções programadas e forçadas, verificados em relação aos parâmetros de referência da Aneel e, caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade, a garantia física será ajustada podendo gerar exposições no mercado de curto prazo.

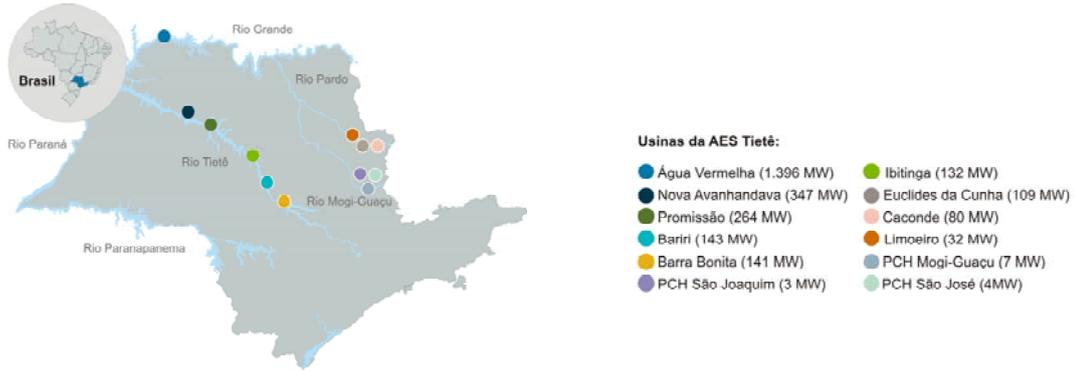
Os efeitos do MRE, MRA, GSF ou energia secundária são calculados e contabilizados por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

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

PERFIL

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

As usinas da AES Tietê estão localizadas nos Rios Tietê, Pardo, Grande e no Rio Mogi-Guaçu, conforme demonstrado no mapa abaixo:

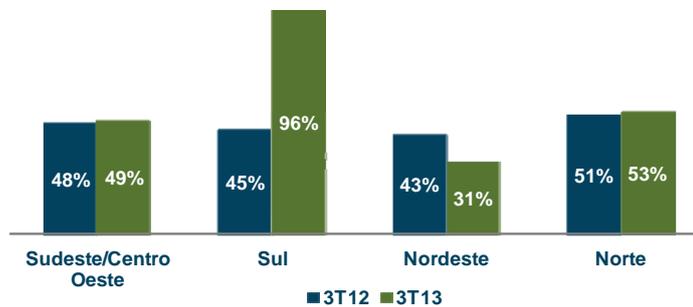


DESEMPENHO OPERACIONAL

Reservatórios

O alto despacho de térmicas, da ordem de 12 GW, e a consequente redução do despacho das hidroelétricas mantido pelo ONS durante o ano de 2013, permitiram que os reservatórios da região Sudeste/Centro-Oeste aumentassem gradativamente ao longo do ano, encerrando o trimestre em patamares semelhantes ao mesmo período do ano anterior. A variação mais significativa ocorreu no submercado Sul, onde as condições hidrológicas favoráveis verificadas impactaram positivamente a energia natural afluyente¹ verificada.

Nível dos Reservatórios (%)



O nível de armazenamento de energia nas usinas da AES Tietê foi de 66% ao final de setembro de 2013, enquanto que, no mesmo período do ano anterior, esse percentual foi de 40%. A Companhia considera que os níveis dos seus reservatórios, excluídas outras variáveis, garantem condições favoráveis para a geração nos trimestres subsequentes.

ENERGIA GERADA

No 3T13, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê atingiu 3.085,9 MWh, 11,8% inferior ao mesmo período de 2012. A decisão do ONS de reduzir o despacho das hidroelétricas no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o ano de 2013, conforme detalhado acima na seção "Reservatórios", foi o fator responsável por essa redução.

¹ Energia Natural Afluyente (ENA), medida em MW médios, é uma forma de apresentar a situação da vazão de um rio em um dado momento. Usualmente é calculada em percentual para mostrar se está acima ou abaixo da média histórica de longo termo (média mensal do histórico de 1931 a 2011).

Assim, a Usina de Água Vermelha, que possui a maior representatividade dentre as usinas que compõem o parque gerador da AES Tietê, gerou um volume de energia 17,8% inferior na comparação com o 3T12. Além disso, no 3T12 o volume de energia gerado por Água Vermelha situava-se em patamares mais altos, em razão da necessidade dessa usina suprir picos de demanda do SIN no período.

A redução de energia gerada pela AES Tietê foi atenuada pela maior geração na Usina de Nova Avanhandava, que apresentou aumento de 8,4% em comparação ao 3T12, devido ao maior volume de aflúncias na região. No acumulado dos últimos 9 meses do ano, o volume de energia gerada foi reduzido em 18,9%, se comparado ao mesmo período do ano anterior, frente ao baixo volume de energia produzido pela Usina de Água Vermelha, pelo motivo mencionado acima.

Na tabela abaixo, é possível visualizar a variação no volume de energia gerada pelas usinas da AES Tietê no 3T13 e no acumulado do ano:

Geração (Usinas) - GWh	3T12	3T13	Variação (%) 3T13 x 3T12	9M12	9M13	Variação (%) 9M13 x 9M12
Energia Gerada Bruta	3.500,4	3.085,9	-11,8%	11.109,4	9.006,8	-18,9%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	2.120,0	1.742,8	-17,8%	6.586,2	4.447,4	-32,5%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	162,5	162,7	0,1%	548,0	587,9	7,3%
Barra Bonita	150,2	129,6	-13,7%	495,1	498,6	0,7%
Caconde	76,9	19,8	-74,2%	266,6	67,5	-74,7%
Euclides da Cunha	82,2	111,0	34,9%	339,5	397,5	17,1%
Ibitinga	181,9	162,5	-10,6%	575,8	490,5	-14,8%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	15,5	32,7	110,8%	75,6	103,4	36,7%
Nova Avanhandava	372,5	403,7	8,4%	1.167,1	1.363,0	16,8%
Promissão (Mário Lopes Leão)	328,4	311,8	-5,0%	1.010,2	1.021,1	1,1%
Mogi / S. Joaquim / S. José	8,2	9,4	14,3%	27,0	29,8	10,4%
PCH Minas*	2,1	-	-100,0%	18,2	-	-100,0%

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

Apesar da redução em relação ao 3T12, a geração total bruta das usinas da Companhia no 3T13 foi equivalente a 119,0% da sua garantia física *versus* 121,6% da sua garantia física em 3T12. No acumulado do ano, a geração total bruta foi equivalente a 105,4% da sua garantia física *versus* 136,4% da sua garantia física nos 9M12.

FONTES DE RECEITA

AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada por meio do contrato bilateral mantido com a AES Eletropaulo é de 1.268 MW médios. Esse é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término de vigência do contrato, em 31 de dezembro de 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 por ela atendido e com a alocação de energia dos demais contratos celebrados.

O preço praticado no contrato bilateral com a AES Eletropaulo foi fixado no ano 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 estabelecido no contrato. Em 04 de julho de 2013, o preço do contrato bilateral sofreu reajuste anual de 5,14%, baseado no IGP-M acumulado no período. Com isso, o preço cobrado passou de R\$ 182,61/MWh para R\$ 194,19/MWh, com reflexos a partir do 3T13.

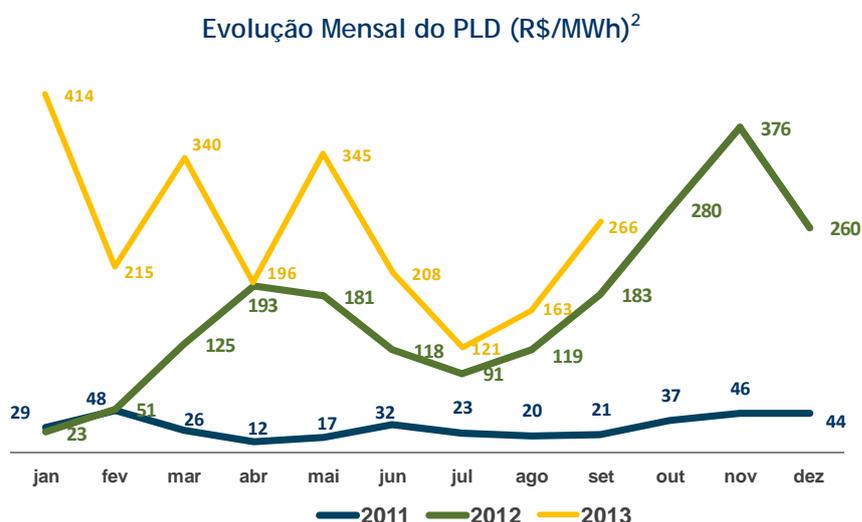
CCEE (MRE, Spot e Administrativas)

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

Já os preços da energia faturada no mercado spot (PLD) variam de acordo com as condições climáticas e mercadológicas de oferta e demanda de energia. A partir de setembro de 2013, o PLD passou a incorporar o mecanismo de aversão ao risco, chamado CVaR, que tende a antecipar o despacho térmico de forma a manter a operação do sistema mais conservadora. Uma das consequências esperadas com a implementação deste mecanismo é a redução ou até a eliminação do acionamento das usinas térmicas fora da ordem de mérito. Antes da Resolução n°. 03 do Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 03), que determinou esse novo modelo de formação do PLD, as despesas com o acionamento dessas usinas térmicas eram cobradas por meio do ESS (Encargo de Serviços do Sistema).

Tal mudança se refletiu no aumento do PLD no submercado Sudeste/Centro-Oeste, que passou de R\$ 131,09/MWh no 3T12 para R\$ 182,71/MWh no 3T13. O aumento foi influenciado pelo despacho médio de 11,6 GW de térmicas no período, em virtude da vigência do novo modelo de formação do PLD.

O gráfico abaixo ilustra a variação do PLD mensal nos últimos três anos:



Adicionalmente, são consideradas receitas administrativas com a CCEE, aquelas relativas ao rateio de receitas auferidas devido aos pagamentos de principal, correção monetária, multa e juros pelos agentes inadimplentes com a CCEE.

Outros Contratos Bilaterais

Em 2011, a Companhia definiu sua estratégia para a comercialização de energia após dezembro de 2015, quando vence o contrato bilateral com a AES Eletropaulo.

O objetivo é formar uma base de clientes no mercado livre e ao mesmo tempo buscar margens na comercialização, de tal forma que o contrato com a AES Eletropaulo seja totalmente substituído por uma diversificada carteira de clientes.

Como resultado dessa estratégia, o portfólio de contratos bilaterais no mercado livre apresentou crescimento de 153% no 3T13 em relação ao mesmo período do ano anterior. O portfólio atual da Companhia totaliza 413 MWh de energia própria vendida para o período pós 2015.

² Os preços médios referentes ao período de abril a agosto de 2013 foram calculados com base nos valores de PLD1. Considerando a implementação dos mecanismos de aversão ao risco ao modelo de cálculo do PLD, desde setembro de 2013, o cálculo dos valores de PLD1 e PLDfinal não foram mais realizados, sendo calculado apenas os valores de PLD.

ENERGIA FATURADA

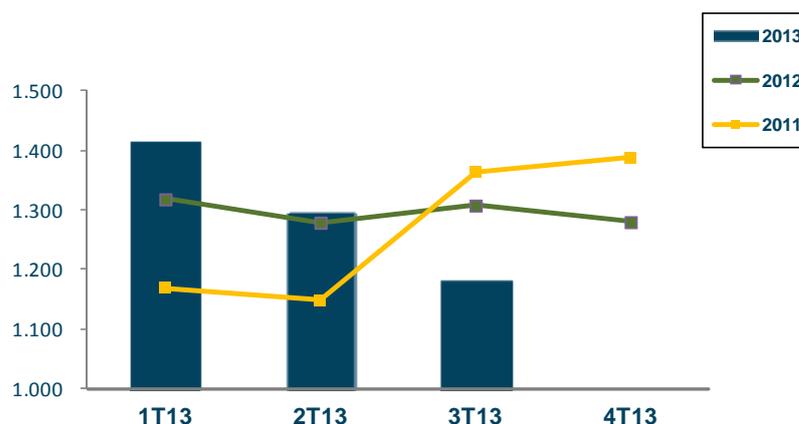
A energia faturada pela AES Tietê aumentou 5,4% na comparação entre o 3T13 e o 3T12, e decresceu 5,3% na comparação entre o 9M13 e o 9M12. As variações são detalhadas a seguir:

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	3T12	3T13	Variação (%)		9M12	9M13	Variação (%)	
			3T13 x 3T12				9M13 x 9M12	
Energia Faturada	3.970,5	4.183,4	5,4%		13.030,7	12.345,6	-5,3%	
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.887,2	2.614,1	-9,5%		8.558,9	8.504,03	-0,6%	
CCEE	960,2	1.085,4	13,0%		4.052,4	2.386,5	-41,1%	
<i>Spot</i>	172,0	243,0	41,3%		1.082,7	401,0	-63,0%	
<i>MRE</i>	788,2	842,4	6,9%		2.969,8	1.985,5	-33,1%	
Outros Contratos Bilaterais	123,0	483,9	293,3%		419,3	1.455,1	247,0%	

No 3T13 foi registrada uma alocação de energia menor à AES Eletropaulo na comparação com o 3T12, explicada pela alteração na sazonalidade deste contrato, conforme gráfico abaixo.

No acumulado do ano, as vendas para a AES Eletropaulo somaram 8.504,0 GWh, ou seja 76,4% da quantidade a ser entregue por meio do contrato bilateral no total do ano, praticamente em linha com a quantidade entregue no mesmo período de 2012.

Demanda AES Eletropaulo (MW médios)



O volume de energia faturada por meio da CCEE no 3T13 subiu 13% se comparado ao 3T12, devido ao maior volume de energia secundária liquidada no mercado *spot* (41,3%), além do maior volume de energia vendida no MRE (6,9%). O aumento das vendas no MRE é decorrência da maior geração da Companhia verificada no período, enquanto o maior volume de vendas no mercado *spot* se deve à maior quantidade de energia secundária do SIN.

Nos 9M13, o volume de energia faturado por meio do CCEE foi reduzido em 41,1% em relação aos 9M12. Tal variação decorre da combinação do menor volume vendido no mercado *spot* (-63,0%) com a menor geração da Companhia no acumulado de 2013, que refletiram diretamente as vendas no MRE (-33,1%) no período. Já o volume de vendas por meio dos contratos bilaterais superou em 293,3% o volume de vendas registrado no 3T12 e em 247,0% o volume de vendas registrado no acumulado do ano; reflexo positivo da estratégia de comercialização da Companhia para substituir o contrato bilateral com a AES Eletropaulo.

REGULATÓRIO

Resolução CNPE 03

A Resolução CNPE 03, que passou a vigorar a partir de setembro de 2013, estabeleceu um novo modelo de formação do PLD, que incorpora mecanismos de aversão ao risco, conforme mencionado na seção “Fontes de Receita - CCEE (MRE, *Spot* e Administrativas)”.

Em vista desse novo modelo, a Resolução CNPE 03 determinou ainda que, durante a fase de transição e anterior à implementação do novo PLD (de abril a agosto de 2013), o custeio do despacho térmico por segurança energética fosse rateado entre todos os agentes de mercado, inclusive geradores e comercializadores, por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Em maio de 2013, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE) obteve liminar que suspendeu o rateio do ESS aos produtores independentes. A decisão judicial apontou que os custos só poderiam ser repassados aos produtores independentes por meio de mudança em lei.

A liminar continua vigente até que seja tomada a decisão final da ação ordinária, que discute a aplicação da cobrança do ESS pela Resolução CNPE 03. Com base nessa liminar e no parecer jurídico conquistado pela APINE, a AES Tietê não provisiona o custo do ESS por motivo de segurança energética, relativo à fase de transição (de abril a agosto de 2013).

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 3T13, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 655,4 milhões. Desconsiderado o efeito da reclassificação entre contas (vide tabela abaixo), a receita bruta totalizou R\$ 615,5 milhões, montante 7,6% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 572,0 milhões), explicado pelos seguintes fatores:

- (i) elevação de R\$ 34,3 milhões na energia faturada por meio de outros contratos bilaterais, relativo ao aumento de 293% no volume de energia vendida (483,9 GWh no 3T13 ante 123,0 GWh no 3T12);
- (ii) combinação entre o maior volume de energia vendida no mercado de curto prazo (243,0 GWh no 3T13 ante 172,0 GWh no 3T12) e o aumento do preço *spot* verificado na região Sudeste/Centro-Oeste (R\$ 182,7/MWh no 3T13 *versus* R\$ 131,09/MWh no 3T12).

Esses fatores compensaram a redução de 9,5% do volume de energia vendida por meio do contrato bilateral com a AES Eletropaulo (2.614,1 GWh no 3T13 ante 2.887,2 GWh no 3T12).

No acumulado de 2013, a receita operacional bruta aumentou 9,2%, chegando a R\$ 1.864,5 milhões, favorecida:

- (i) pelo maior volume de energia vendida por meio de outros contratos bilaterais (1.455,0 GWh no 9M13 ante 420,8 GWh no 9M12);
- (ii) pelo reajuste anual do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo em julho de 2013 (R\$ 182,61/MWh *versus* R\$ 194,19/MWh).

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	3T12	3T13	Variação (%) 3T13 x 3T12	9M12	9M13	Variação (%)
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	526,5	506,7	-3,8%	1.511,6	1.582,5	4,7%
CCEE	27,2	56,3	106,5%	137,3	155,3	13,2%
<i>Spot</i>	19,0	49,6	161,1%	108,3	93,8	-13,4%
<i>MRE</i>	7,8	6,2	-20,4%	28,3	19,2	-32,0%
<i>Outras (Administrativos)</i>	0,5	0,5	4,3%	0,7	42,3	5813,1%
Outros Contratos Bilaterais	18,2	52,6	188,6%	58,9	166,5	182,6%
Suprimento de Energia	572,0	615,5	7,6%	1.707,8	1.864,5	9,2%
<i>Reclassificação contábil</i>		39,9			39,9	
Total suprimento de Energia	572,0	655,4	14,6%	1.707,8	1.904,4	11,5%

DEDUÇÕES DA RECEITA

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

A AES Tietê registrou R\$ 38,9 milhões em deduções de receita no 3T13 ante R\$ 28,9 milhões no 3T12, um incremento de 35%. Esse desempenho é explicado pela maior participação da receita proveniente dos outros contratos bilaterais, cuja alíquota é de 9,25%.

Nos 9M13, as deduções alcançaram R\$ 107,2 milhões, ante R\$ 85,1 milhões registrados nos 9M12. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo incremento de 180,8% na receita proveniente dos outros contratos bilaterais.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 580,0 milhões no 3T13, montante 6,8% superior ao registrado no 3T12. Esse desempenho reflete a elevação na linha de receitas com a CCEE, em decorrência do maior volume de energia faturada por meio de outros contratos bilaterais e do maior volume de energia vendida no mercado *spot*.

No 9M13, a receita operacional líquida registrou aumento de 11,0%, chegando a R\$ 1.760,7 milhões, favorecida: (i) pelo maior volume de energia vendida por meio de outros contratos bilaterais; e (ii) pelo reajuste anual do preço do contrato bilateral com a AES Eletropaulo.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

R\$ mil	3T12	3T13	Var (%) 3T13 X 3T12	9M12	9M13	Var (%) 9M13 X 9M12
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	17.119	16.988	-0,8%	53.693	46.494	-13,4%
Transmissão e Conexão	27.190	22.872	-15,9%	79.996	67.209	-16,0%
Provisões Operacionais	(202)	(921)	355,9%	1.337	(1.425)	-206,6%
Total de custos operacionais	44.107	38.939	-11,7%	135.026	112.278	-16,8%
Energia Comprada	37.211	98.849	165,6%	95.601	364.395	281,2%
<i>Reclassificação contábil</i>	-	36.634	-	-	36.634	-
Total de custos operacionais + Energia Comprada	81.318	174.422	114,5%	230.627	513.307	122,6%
Pessoal	21.332	20.946	-1,8%	58.405	60.075	2,9%
Material e Serviços de Terceiros	21.181	21.518	1,6%	65.776	58.414	-11,2%
Outras despesas (receitas) operacionais	(3.764)	6.416	-270,5%	13.291	17.712	33,3%
PMSO	38.749	48.880	26,1%	137.472	136.201	-0,9%
Custos e Despesas Operacionais (ajustado)	120.067	186.668	55,5%	368.099	612.874	66,5%
Custos e Despesas Operacionais	120.067	223.302	86,0%	368.099	649.508	76,4%

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 223,3 milhões no 3T13 comparados aos R\$ 120,1 milhões registrado no 3T12, representando um aumento de 86% ou R\$ 103,2 milhões. Desconsiderado o efeito da reclassificação entre contas (vide tabela acima), os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 186,7 milhões, montante 55,5% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, em função, principalmente, do maior volume de energia comprada para suprir tanto a indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS, como o aumento do portfólio de contratos bilaterais no mercado livre, esse último como resultado da estratégia de comercialização da Companhia.

Os custos relacionados às despesas com pessoal, material e serviços de terceiros permaneceram estáveis no 3T13 (R\$ 42,5 milhões), se comparados ao 3T12 (R\$ 42,4 milhões) representando um ganho de eficiência equivalente à inflação do período, de 4,4%. Excluindo o efeito não recorrente relativo à venda da PCH Minas no valor de R\$ 10 milhões ocorrida em agosto de 2012 e os custos com compra de energia, a redução seria de 5,4%.

Na comparação dos 9M13 com os 9M12, os custos e despesas operacionais aumentaram 66,5% (R\$ 244,8 milhões) em função, principalmente, dos custos com energia comprada para cobrir a exposição gerada por conta do rebaixamento da garantia física no 1S13, a indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS e o aumento do portfólio de contratos bilaterais no mercado livre, esse último como resultado da estratégia de comercialização da Companhia. Tais custos e despesas foram parcialmente compensados no período pelos gastos com a manutenção bianual das eclusas no valor de R\$ 9,8 milhões incorridos nos 9M12 e que não se repetiram nos 9M13. Assim, na comparação entre os períodos acumulados, a variação nos custos com pessoal, material e serviços de terceiros foi de 3,5%, já expurgada a manutenção bianual das eclusas realizada no início de 2012 (item não recorrente), menor, portanto, do que o IGP-M acumulado nos últimos 12 meses (4,4%).

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

Pessoal

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 20,9 milhões no 3T13, uma redução de 1,8% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação reflete a reestruturação organizacional efetuada no 2T13, parcialmente compensada pelo aumento nas despesas com previdência privada devido à redução da taxa de desconto, conforme laudo atuarial de 31 de dezembro de 2012. Adicionalmente, em agosto de 2013, foi aplicado o reajuste salarial médio de 7,2% em cumprimento ao acordo coletivo.

No acumulado de 2013, os custos com pessoal totalizaram R\$ 60,1 milhões, um aumento de 2,9% em relação ao mesmo período de 2012, explicado, principalmente, pelo aumento nas despesas com previdência privada, mencionado acima.

Material e serviços de terceiros

Na comparação entre 3T13 e 3T12, a conta referente a material e serviços de terceiros somou R\$ 21,5 milhões no 3T13, uma elevação de 1,6% em relação ao 3T12 (R\$ 21,2 milhões), abaixo da inflação do período.

Os custos com material e serviços de terceiros totalizaram R\$ 65,7 milhões nos 9M13, uma redução de 11,2%, em relação ao mesmo período do ano anterior, devido, basicamente, aos seguintes fatores: (i) gastos com a manutenção bianual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava, no valor de R\$ 9,8 milhões, os quais foram incorridos nos 9M12 e não se repetiram em 2013; parcialmente compensados por (ii) maiores gastos com projetos ambientais em R\$ 1,0 milhão. Excluídos os gastos com a manutenção bianual das eclusas, a despesa com material e serviços de terceiros nos 9M13 teria aumentado 4,4% em relação aos 9M12.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

As despesas com a CFURH foram reduzidas em 0,8% no 3T13 em relação ao 3T12, influenciadas pelo: (i) menor volume de energia gerada no período (3.085,9 GWh no 3T13 ante 3.500,4 GWh no 3T12); e (ii) reajuste de 3,54% na Tarifa Atualizada de Referência ("TAR"), que foi fixada em R\$ 75,45/MWh desde janeiro de 2013³.

Na comparação entre os 9M13 contra os 9M12, a conta apresentou redução de 13,4%. Essa redução deve-se, principalmente, ao decréscimo de 18,9% no volume de energia gerada (9.006,8 GWh nos 9M13 ante 11.109,4 GWh nos 9M12). Tal efeito foi parcialmente compensado pelo reajuste da TAR, que passou de R\$ 72,87/MWh em 2012 para R\$ 75,45/MWh em 2013.

Energia Comprada

O custo com energia comprada para revenda passou de R\$ 37,2 milhões no 3T12 para R\$ 98,8 milhões no 3T13. Esse resultado é influenciado, principalmente, pela:

- (i) elevação de R\$ 31,6 milhões nos custos com compra de energia por meio de contratos bilaterais devido ao maior volume de energia comprada (557,3 GWh no 3T13 ante 186,4 GWh no 3T12);
- (ii) elevação de R\$ 31,4 milhões nos custos com compra de energia no mercado *spot* devido: (a) à indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS, que acarretou o aumento no volume de energia comprado no mercado *spot* com maior preço médio verificado no submercado Sudeste/Centro-Oeste (R\$ 183,61/MWh no 3T13 *versus* R\$ 131,1/MWh no 3T12); e (b) ao ajuste na contabilização da liquidação financeira do mercado *spot* relativos aos meses de abril a junho de 2013⁴.

As despesas com compra de energia para revenda nos 9M13 totalizaram R\$ 364,4 milhões *versus* R\$ 95,6 milhões verificados nos 9M12. Esse resultado é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) maior volume de compra de energia no mercado *spot* (601,3 GWh nos 9M13 ante 101,1 GWh) nos 9M12 combinado com o aumento do preço médio no *spot* no submercado região Sudeste/Centro-Oeste (R\$ 252,0/MWh nos 9M13 ante R\$ 102,5/MWh nos 9M12) em função, sobretudo (i) da exposição gerada pelo rebaixamento da garantia física, por conta das condições hidrológicas de 2013, principalmente em janeiro; e (ii) da maior indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS;
- (ii) maior volume de compra de energia por meio de contratos bilaterais (1.584,5 GWh nos 9M13 ante 517,7 GWh nos 9M12) devido, principalmente, ao aumento na carteira de clientes.

³ A CFURH é calculada multiplicando-se a TAR por 6,75% do volume de energia gerada pela Companhia.

⁴ Em decorrência da liminar concedida à APINE e consequente suspensão do rateio do ESS por segurança energética pelos produtores independentes, os valores de liquidação financeira das operações no mercado de energia elétrica entre os meses de abril a junho de 2013 foram provisionados. Com base nessa estimativa, a Companhia esperava um efeito médio de 0,06% de rebaixamento da energia assegurada no 2T13, porém após a contabilização da CCEE o efeito do rebaixamento se confirmou em 0,27%, impactando o resultado do 3T13.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R\$ 22,9 milhões no 3T13, uma redução de 15,9% (R\$ 4,3 milhões) em comparação ao 3T12. Essa variação é explicada, principalmente, pelos novos valores de TUSD-g e TUSTrb.

Os gastos com transmissão nos 9M13 foram reduzidos em 16,0%, totalizando R\$ 67,2 milhões ante R\$ 80,0 milhões no mesmo período do ano anterior. Essa redução reflete os novos valores de TUSD-g e TUSTrb homologados pela Aneel, conforme mencionado acima.

Provisões Operacionais e Outras Receitas / Despesas

No 3T13, as provisões operacionais e outras despesas totalizaram uma despesa de R\$ 5,5 milhões, ante uma receita R\$ 4,0 milhões no 3T12. Essa variação é explicada principalmente pela venda da PCH Minas em agosto de 2012, com efeito positivo e não recorrente de R\$ 10,0 milhões no Ebitda no 3T12.

No acumulado de 2013, os gastos com provisões operacionais e outras despesas aumentaram 11,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. Esse desempenho é resultado:

- (i) da venda da PCH Minas em agosto de 2012, com efeito positivo de R\$ 4,7 milhões;
- (ii) do maior volume de reversões cíveis ocorridas em 2013 (R\$ 2,0 milhões);
- (iii) da reversão de PCLD (Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa), no valor de R\$ 1,7 milhão, em virtude do recebimento de parte do valor devido pela massa falida do Banco Santos, em janeiro de 2013.

EBITDA

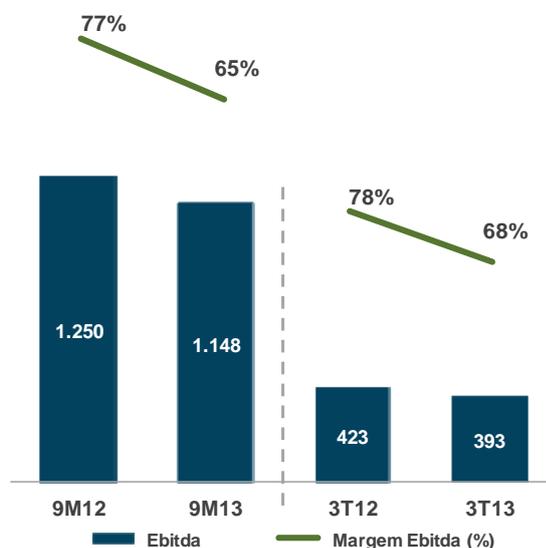
A AES Tietê registrou Ebitda de R\$ 393,2 milhões no 3T13, com margem de 67,8%, uma redução de 7,1% em relação ao valor verificado no 3T12 (R\$ 423,0 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) impacto negativo de R\$ 19 milhões na receita líquida com a AES Eletropaulo, em função da sazonalização de energia no 3T13;
- (ii) efeito positivo e não recorrente de R\$ 10 milhões no 3T12 relativo à venda da PCH Minas.

No acumulado de 2013, o Ebitda da Companhia registrou R\$ 1.147,7 milhões *versus* R\$ 1.250,4 milhões nos 9M12. Os seguintes fatores explicam a redução de 8,2%:

- (i) efeito negativo de R\$ 182,7 milhões no custo com energia elétrica devido, principalmente, ao maior volume de compras no mercado *spot* diante do rebaixamento da garantia física e da indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS; parcialmente compensado pelo;
- (ii) efeito positivo de R\$ 67,7 milhões em função do volume de energia vendida para a AES Eletropaulo;
- (iii) efeito positivo de R\$ 12,8 milhões ocasionado pela redução nos custos operacionais relacionados aos encargos de conexão e transmissão.

Evolução Ebitda (R\$ milhões)



RESULTADO FINANCEIRO

No 3T13, o resultado financeiro líquido registrado pela Companhia foi uma despesa de R\$ 11,5 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 12,4 milhões registrada no 3T12. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento do saldo de dívida; parcialmente compensada por uma menor despesa com a variação monetária sobre depósitos judiciais em R\$ 0,6 milhão.

No acumulado de 2013, o resultado financeiro líquido foi uma despesa financeira de R\$ 38,3 milhões, estável em relação aos 9M12 (R\$ 38,3 milhões).

R\$ mil	3T12	3T13	Var (%) 3T13 X 3T12	9M12	9M13	Var (%) 9M13 X 9M12
Receitas Financeiras	7.261	12.007	65,4%	26.522	25.154	-5,2%
Despesas Financeiras	(19.655)	(23.506)	19,6%	(64.834)	(63.485)	-2,1%
Despesas Financeiras	(18.311)	(22.767)	24,3%	(60.550)	(59.733)	-1,3%
Variações Monetárias	(1.344)	(739)	-45,0%	(4.284)	(3.752)	-12,4%
Resultado Financeiro	(12.394)	(11.499)	-7,2%	(38.312)	(38.331)	0,0%

Receitas Financeiras

Em 30 de setembro de 2013, as disponibilidades e aplicações financeiras da AES Tietê somavam R\$ 436,8 milhões ante R\$ 392,4 milhões em 30 de setembro de 2012. Tais disponibilidades foram aplicadas em operações de curto prazo, com rentabilidade média em torno de 101% do CDI no 3T13, comparadas à rentabilidade média de 101,3% do CDI no 3T12. No acumulado de 2013, a rentabilidade média foi de 99,8% do CDI, enquanto nos 9M12 foi de 102,7% do CDI.

No 3T13, as receitas financeiras apresentaram um acréscimo de 65,4% em relação ao 3T12. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento no saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 653,6 milhões no 3T13 ante R\$ 457,1 milhões no 3T12) e pela elevação do CDI médio (8,3% a.a. no 3T13 comparado a 7,7% a.a. no 3T12).

Na comparação entre os 9M13 e os 9M12, as receitas financeiras foram menores em 5,2% ou R\$ 1,4 milhão, em decorrência da redução do CDI médio (8,9% a.a. nos 9M13 ante 7,8% a.a. nos 9M12); parcialmente compensadas pelo recebimento, em janeiro de 2013, de R\$ 0,8 milhão da massa falida do Banco Santos, referentes a recursos aplicados em CDBs (títulos bancários) por meio de um fundo de investimento.

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 23,5 milhões no 3T13, montante 19,6% maior do que o registrado no 3T12 (R\$ 19,7 milhões). Tal variação é explicada pela: (i) pela elevação dos encargos financeiros da dívida da Companhia (R\$ 26,9 milhões no 3T13 *versus* R\$ 20,9 milhões no 3T12) devido ao maior saldo de dívida (R\$ 1.189,1 milhão no 3T13 ante R\$ 940,0 milhões no 3T12) e pela elevação do CDI médio (8,3% a.a. no 3T13 comparado a 7,7% a.a. no 3T12); parcialmente compensados pelo (ii) aumento dos juros capitalizados no valor de R\$ 1,9 milhão em relação ao 3T12.

No acumulado de 2013, as despesas financeiras e variações monetárias alcançaram R\$ 63,5 milhões, uma redução de 2,1%, se comparada aos R\$ 64,8 milhões registrados nos 9M12. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento dos encargos financeiros das dívidas da Companhia (R\$ 69,3 milhões nos 9M13 *versus* R\$ 68,4 milhões nos 9M12) devido ao maior CDI médio no período (8,9% a.a. nos 9M13 ante 7,8% a.a. nos 9M12), parcialmente compensado (i) pelo aumento dos juros capitalizados no valor de R\$ 1,7 milhão; e (ii) pela redução na variação monetária sobre depósitos judiciais em R\$ 0,6 milhão.

LUCRO LÍQUIDO

O lucro líquido auferido pela AES Tietê no 3T13 foi de R\$ 224,7 milhões, 7,9% inferior ao resultado obtido no 3T12 (R\$ 244,0 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) impacto negativo de R\$ 19 milhões na receita líquida com a AES Eletropaulo, devido à menor sazonalização de energia no 3T13;
- (ii) impacto positivo e não recorrente de R\$ 10 milhões no 3T12 relativo à venda da PCH Minas;
- (iii) redução de 7,2% no resultado financeiro.

No acumulado de 2013, o lucro líquido da AES Tietê totalizou R\$ 651,0 milhões, 9,6% inferior ao verificado nos 9M12. Esse desempenho é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) efeito negativo de R\$ 182,7 milhões no custo com energia elétrica, devido ao rebaixamento da garantia física e da indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS; parcialmente compensado pelo;
- (ii) efeito positivo de R\$ 67,7 milhões na receita líquida proveniente do contrato com a AES Eletropaulo;
- (iii) efeito positivo de R\$ 12,8 milhões ocasionado pela redução nos custos operacionais relacionados aos encargos de conexão e transmissão.

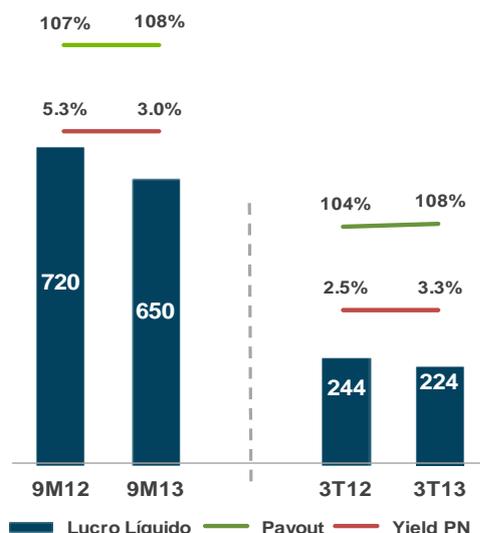
PROVENTOS

A Administração da Companhia propõe a distribuição de R\$ 242,4 milhões na forma de dividendos, com pagamento no dia 25 de novembro de 2013. Esse valor corresponde a 107,9% do lucro líquido do 3T13, sendo R\$ 0,606544996 por ação ordinária e R\$ 0,667199495 por ação preferencial.

A base de distribuição de dividendos considera a totalidade do lucro líquido do trimestre sob a forma de proventos, já que a reserva legal atingiu o limite legal de 20% do capital social desde dezembro de 2005. Além disso, a mais valia dos ativos (ajuste de avaliação patrimonial a valor justo), que eleva a despesa com depreciação da Companhia, não é considerada para fins de distribuição de dividendos, ou seja, a despesa referente à mais valia do período é adicionada à base para a distribuição de dividendos. No acumulado de 2013, esse ajuste foi de R\$ 53,3 milhões.

Dividendos 9M13 (R\$ milhões)	
Lucro do período (30 de setembro de 2013)	651,0
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	53,3
Constituição de reserva legal (5%)	-
Lucro destinado do 1º semestre de 2013	(461,9)
Base para distribuição de dividendos	242,4
Saldo remanescente	

Considerando o preço médio ponderado das ações ordinárias (R\$ 19,88) e preferenciais (R\$ 21,51) no 3T13, o *dividend yield* do período é de 3,1% para as duas espécies de ações.



ENDIVIDAMENTO

Em 30 de setembro de 2013, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 1.189,1 milhões. Esse valor é 26% superior à posição da dívida bruta da Companhia em 30 de setembro de 2012 (R\$ 940 milhões), em função, principalmente, da 2ª emissão de debêntures em 15 de maio de 2013, com prazo de vencimento de seis anos. Os recursos obtidos com essa emissão foram utilizados na amortização de debêntures e para financiar uma parcela do plano de investimentos da Companhia.

em R\$ milhões			
Debêntures	Montante	Vencimento	Custo Nominal
1ª emissão	626,2	04/2015	CDI + 1,20% a. a.
2ª emissão	512,6	05/2019	CDI + 0,79% a. a.

No encerramento do 3T13, as disponibilidades somavam R\$ 436,8 milhões, montante R\$ 44,3 milhões superior ao saldo registrado no mesmo período do ano anterior (R\$ 392,4 milhões), de vido, principalmente à 2ª emissão de debêntures da Companhia, conforme mencionado acima.

Já a dívida líquida, ao final do 3T13, era de R\$ 752,3 milhões, montante 37% superior em relação ao 3T12, em função do aumento da dívida bruta, conforme explicado acima.

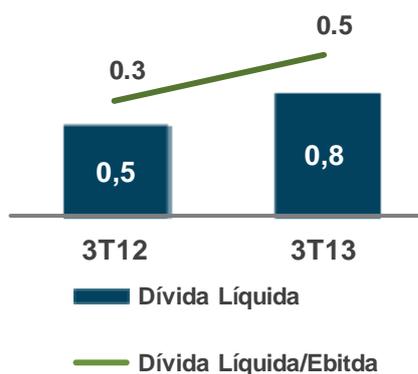
Covenants

A 1ª emissão de debêntures da Companhia possui *covenant* financeiro que considera o índice Dívida Bruta pelo Ebitda, que não pode ser igual ou superior a 2,5x. Esse índice encerrou o trimestre em 0,8x, dentro do limite estabelecido. Já o *covenant* da 2ª emissão de debêntures considera o índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado⁵, que não pode ser igual ou superior a 3,5x.

O índice Dívida Líquida pelo Ebitda encerrou o trimestre em 0,5x, dentro do limite estabelecido.

Ambas as emissões também consideram um *covenant* de cobertura de juros (Ebitda Ajustado pelas Despesas Financeiras), que não pode ser inferior a 1,75x. Ao final do 3T13, esse indicador estava em 17,1x.

Dívida Líquida (R\$ bilhões)



INVESTIMENTOS

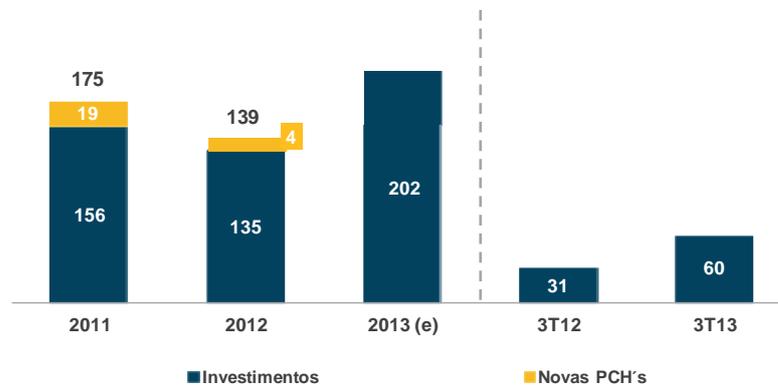
No 3T13, os investimentos da AES Tietê somaram R\$ 59,5 milhões, valor 48% acima do montante total investido no 3T12 (R\$ 31 milhões). Desse total, R\$ 59 milhões foram destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas com destaque para Água Vermelha (R\$ 22,9 milhões), Promissão (R\$ 6,0 milhões), Ibatinga (R\$ 5,9 milhões) e Caconde (R\$ 4,4 milhões).

Já no acumulado de 2013, a Companhia investiu R\$ 112,5 milhões, montante 55% acima do valor investido no mesmo período do ano anterior (R\$ 72,4 milhões). Os investimentos registrados nos 9M13 foram direcionados basicamente à modernização e manutenção preventiva dos parques geradores. Esses investimentos visam à melhoria das condições operacionais e asseguram a disponibilidade de geração de energia. A maior disponibilidade das máquinas traz um resultado financeiro positivo à Companhia, com ganhos de produtividade e eficiência, que resultam em maior geração de receita nos anos futuros.

A Companhia revisou o *guidance* de investimentos para 2013. A nova projeção é de R\$ 201,7 milhões, uma redução de 5,3% (R\$ 213,1 milhões). A alteração se deu por conta da postergação de investimento nos projetos térmicos. Os investimentos remanescentes estão sendo destinados, principalmente, à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Ibatinga, Euclides da Cunha e Caconde, visando assegurar a disponibilidade de geração de energia.

⁵ Ebitda Ajustado - O Ebitda é ajustado (i) pelas despesas/receitas financeiras e (ii) pelos valores de depreciação e amortização para melhor refletir a geração de caixa operacional da Companhia

Histórico de Investimentos (R\$ milhões)



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

Contudo, foram estabelecidas restrições regulatórias desde a privatização, em especial a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004 (“Novo Modelo do Setor”), que tornaram inviável o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal como originalmente concebida.

Com o Novo Modelo do Setor, a AES Tietê passou a estar sujeita às restrições para a comercialização de energia elétrica, pois a Companhia foi impedida de negociar contratos diretamente com as distribuidoras, que, por sua vez, foram obrigadas a adquirir energia por meio de leilões de energia nova, o que dificultou o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio da contratação de energia elétrica de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo. Existem ainda restrições regionais, como a insuficiência de recursos hídricos no Estado de São Paulo, e restrições ambientais, que impediram diversas tentativas de atendimento à Obrigação de Expansão.

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

A AES Tietê apresentou o projeto “Termo São Paulo”, detalhado a seguir.

Em 06 de dezembro de 2012, foi anexada ao processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o Plano de Expansão de Capacidade apresentado pela AES Tietê (“Termo São Paulo”), no qual se alega basicamente que: (i) o plano apresentado é consistente; (ii) não existe garantia do fornecimento de gás natural da Petrobrás, o que prejudicaria a execução do plano; (iii) a usina termelétrica não seria a única alternativa para cumprir a obrigação de expansão; (iv) mesmo que o gás seja fornecido pela Petrobras, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da obrigação. O juízo de 1ª instância determinou que a AES Tietê se manifestasse sobre os comentários do Estado de São Paulo acerca do plano, bem como que as partes informassem se havia interesse na realização de uma audiência de tentativa de conciliação.

Em 10 de junho de 2013, a AES Tietê: (i) apresentou seus comentários sobre as considerações do Estado de São Paulo; (ii) apresentou laudo pericial elaborado pela PSR (consultoria especializada no setor elétrico brasileiro), relativo às dificuldades de cumprimento da sua obrigação de expansão de capacidade, e (iii) informou seu interesse em uma audiência de conciliação.

Em agosto de 2013, as partes foram intimadas sobre a designação de Audiência de Conciliação para o dia 09 de outubro de 2013. A Audiência de Conciliação foi realizada, tendo o juiz responsável pelo caso determinado a suspensão do processo até o dia 09 de dezembro de 2013 para que as partes estudem

alternativas para expandir a capacidade de geração da AES Tietê, que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo pela Companhia.

Esforços realizados para cumprimento da Obrigação de Expansão

Para cumprir com o requerimento de expansão, a Companhia está desenvolvendo um novo projeto para construção de uma termelétrica a gás natural, com capacidade líquida de geração de aproximadamente 503 MW ("Projeto Termo São Paulo"). Em novembro de 2009, foi definida a localização da planta e, em agosto de 2010, concluído o estudo de viabilidade técnico-econômica, que indica a viabilidade do projeto e sinaliza a continuidade das ações de seu desenvolvimento.

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

A Companhia tem projetos térmicos a gás natural aptos a participar dos leilões regulados desde 2011. Entretanto, devido à decisão da Petrobras de não entregar uma proposta vinculante de contrato de fornecimento de gás para projetos térmicos, incluindo o projeto Termo São Paulo, não foi possível participar desses certames promovidos nos últimos três anos.

Apesar deste entrave, a Companhia continua trabalhando para viabilizar o projeto Termo São Paulo. A prioridade hoje é resolver a questão do gás para que a Companhia possa participar dos leilões no mercado regulado ou vender a energia gerada pela Termo São Paulo no mercado livre. Considerando que a Petrobras tem exclusividade com o gasoduto (Campinas-Japeri) que abastece a Termo-SP até 2016, assim, a partir dos leilões A-5 de 2012 e/ou A-3 de 2014 e se houver disponibilidade para abastecimento da Termo SP, em tese, a AES Tietê poderia negociar o fornecimento com outros produtores, diferentes da Petrobras.

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

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

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

FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

R\$ Milhões	3T12	9M12	3T13	9M13
SALDO DE CAIXA INICIAL	273,5	441,9	373,3	396,9
Geração Operacional de Caixa	435,1	1.283,6	397,9	1.086,6
Investimentos	(28,3)	(63,3)	(54,9)	(101,6)
Despesas Financeiras Líquidas	(11,2)	(49,7)	(2,3)	(30,6)
Amortizações Líquidas	-	-	-	192,3
Imposto de Renda	(21,7)	(418,3)	(20,2)	(440,6)
Geração de Caixa Livre	373,8	752,3	320,5	706,1
Dividendos e JSCP	(250,6)	(797,4)	(258,0)	(665,7)
SALDO DE CAIXA CONSOLIDADO	392,4	392,4	436,8	436,8

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

Destaques 3T13 x 3T12

O fluxo de caixa livre totalizou R\$ 320,5 milhões no 3T13, montante 14,3% (R\$ 53,3 milhões) inferior ao registrado no 3T12. Esse desempenho ocorreu em função:

- (i) da redução de R\$ 37,2 milhões na geração de caixa operacional (R\$ 397,9 milhões no 3T13 ante R\$ 435,1 milhões no 3T12) explicada, principalmente, pela menor receita com venda de energia no MRE e *spot* no 3T13 versus 3T12 e pela liquidação financeira junto a CCEE, no 3T13, da despesa referente ao maior volume de compra no *spot*, nos meses de maio e junho deste ano (R\$ 36,6 milhões); e
- (ii) do maior volume de investimentos (R\$ 54,9 milhões no 3T13 ante R\$ 28,3 milhões no 3T12, em função do maior volume de recursos destinados à modernização das usinas da AES Tietê.

Destaques 9M13 x 9M12

O fluxo de caixa livre nos 9M13 totalizou R\$ 706,1 milhões, 6,1% superior em relação aos 9M12 (R\$ 752,3 milhões). Esse desempenho ocorreu em função:

- (i) da redução de R\$ 197,0 milhões na geração de caixa operacional explicada, basicamente, pelo aumento dos custos com compra de energia, devido ao aumento no volume de energia comprada no mercado *spot*, ocasionado pelo rebaixamento da garantia física resultante das más condições hidrológicas, combinado ao maior preço *spot* verificado no período (R\$ 252,0/MWh nos 9M13 versus R\$ 120,5/MWh nos 9M12);
- (ii) do aumento no volume de investimentos (R\$ 101,6 milhões nos 9M13 ante R\$ 63,3 milhões nos 9M12), em função de um maior volume de recursos destinados à modernização das usinas; e parcialmente compensado:
- (iii) da variação positiva de R\$ 192,3 milhões das amortizações líquidas entre os períodos, principalmente em função da 2ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 498,0 milhões, utilizada para financiar a amortização da primeira parcela da 1ª emissão de debêntures (R\$ 300 milhões).

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Tietê são negociadas no mercado tradicional da BM&FBovespa sob os códigos GET13 (ordinárias) e GET14 (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 as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Tietê integra esse índice desde 2007, o que reflete o comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

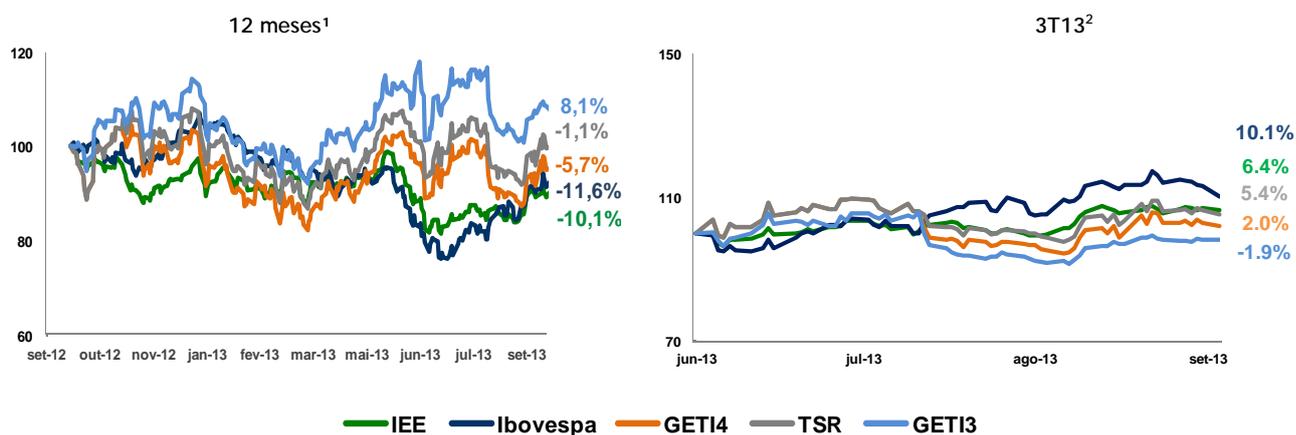
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê encerraram o mês de setembro cotadas a R\$ 21,50 e R\$ 19,86, respectivamente. No trimestre, as ações preferenciais valorizaram 2,0% e as ordinárias desvalorizaram 1,9%. No mesmo período, o Ibovespa e o IEE registraram aumento de 10,3% e 6,4%, respectivamente. Durante o 3T13, as ações GET14 e GET13 foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 50 mil negócios envolvendo ações ordinárias no período (decréscimo de 7,6% sobre o 2T13), movimentando aproximadamente 15 milhões de ações; e 147,2 mil negócios envolvendo ações preferenciais no período (volume 17,6% inferior ao registrado no 2T13), movimentando aproximadamente 43,7 milhões de ações.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Tietê sofreram redução de 5,7%. O desempenho do papel ainda reflete a reação do mercado após o anúncio do programa de redução de custos de energia, em setembro de 2012, e do rebaixamento da garantia física, em fevereiro de 2013, que impactaram o desempenho das ações de todo o setor elétrico. No mesmo período, o Ibovespa e o IEE apresentaram redução de 11,6% e 10,1%, respectivamente.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR³

Base 100



1 - Índice - 28/09/2012 = 100 2 - Índice - 30/06/2013 = 100 3 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista (Considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período)

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

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

em 30/09/2013

PLATAFORMA DE SUSTENTABILIDADE

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

Entre os resultados socioambientais da AES Tietê no 3T13, destacam-se a não existência de acidente com colaboradores próprios e terceirizados e com a população: o número de beneficiados pelo principal projeto social da Companhia e o volume de reciclagem dos resíduos gerados.

Segurança

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

Neste trimestre, a Companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com a força de trabalho, encerrando com 3.701 ações entre inspeções e caminhadas de segurança no acumulado do ano, o equivalente a 14 eventos por dia no período. Em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi observada uma redução de 4,47% (3.874 ações). Ainda por meio de preleções semanais de segurança, 100% da força de trabalho operacional foi continuamente treinada. Nesse contexto, destaca-se a ocorrência de zero acidente com colaboradores próprios e contratados no período.

Com relação à segurança com a população, desde fevereiro de 2009 não ocorrem acidentes nas áreas sob responsabilidade da Companhia.

Desenvolvimento e Valorização de Comunidades

O engajamento das comunidades no entorno de suas operações faz parte da estratégia de atuação da AES Tietê. Desse modo, por meio de recursos próprios e incentivados, a Companhia investe continuamente em projetos que proporcionem acesso à educação, cultura, esporte e à capacitação profissional inclusiva.

As atividades de 2013 foram viabilizadas pelo investimento de R\$ 12,8 milhões, sendo R\$ 1,5 milhão com recursos próprios e R\$ 11,3 milhões com recursos incentivados.

A Casa de Cultura e Cidadania, com quatro unidades mantidas pela AES Tietê, foi o principal beneficiário dos investimentos que resultaram no atendimento a 59,6 mil beneficiados no 3T13 por meio de seus cursos contínuos, espetáculos e apresentações artísticas.

Uso Eficiente dos Recursos Naturais

A Companhia conta com o Sistema de Gestão Ambiental (SGA), certificado externamente, que tem como principais focos a prevenção, a correção, a mitigação e o controle de impactos ambientais. O SGA expande as fronteiras da AES Tietê e trata de temas que envolvem gestão de fornecedores, bem como os impactos que as atividades causam nas comunidades do entorno, contribuindo para maior acuracidade nos controles e reduzindo a exposição da Companhia aos riscos operacionais inerentes à atividade.

No 3T13, a gestão de resíduos sólidos na AES Tietê resultou na reciclagem ou reaproveitamento de 97,0% do total de resíduos gerados pela companhia (89,2 toneladas) frente a 96,0% do 3T12. O resultado contribui

não só para a mitigação dos impactos das atividades, como também para um resultado positivo de R\$ 8,5 mil para a Companhia relativa à venda de resíduos.

No tocante ao uso de recursos energéticos, foi registrada a redução de 200 MWh no consumo de energia do 3T13 em relação ao 3T12.

Indicadores 3T12 x 3T13

Compromisso/Indicador	Resultados				
	3T12	3T13	Variação %	Meta 2013	Tendência 2013
SEGURANÇA					
Nº total de acidentes fatais	0	0	-	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios	0,00	0,00	-	0,00	
Taxa de Frequência (TF) Contratados	2,59	4,09	-37%	0,00	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios	0,00	0,00	-	0,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados	0,00	0,00	-	0,00	
Nº total de acidentes com população (inclui fatais)	0	0	-	0	
GERAÇÃO DE ENERGIA SUSTENTÁVEL					
Capacidade instalada adicionada ou em construção (MW)	ND	ND	-	3.000	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS					
NAT NATURAIS					
Resíduos reciclados e/ou reaproveitados / Quantidade de resíduos gerados	89,2%	97,0%	8%	10%	
Emissões de CO2 diretas e indiretas - Perdas e Combustíveis - (tCO2e)	111	241	217%	154	
ENE ENERGÉTICOS					
Consumo próprio de energia elétrica (MWh)	6.329	6.130	-3%	24.105	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO					
COLABORADORES					
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	1,65%	1,72%	104%	ND	-
COMUNIDADES					
Nº de beneficiados pelos projetos sociais (mil)	37,1	59,6	161%	148,5	

Legenda:

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

1: Informação retificada em relação ao trimestre anterior

CONTATOS:		
Clarissa Sadock Diretora de Relações com Investidores clarissa.sadock@aes.com Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Lina Gallo	lina.gallo@aes.com	(11) 2195-2097
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	Isabela.taveira@aes.com	(11)2195-2212
Luciana Silvestre	luciana.silvestre@aes.com	(11) 2195-2282
Victor Vaz	victor.vaz@aes.com	(11) 2195-2211
Thatiana Zago	thatiana.zago@aes.com	(11) 2195-2681
www.aestiete.com.br/ri ri.aestiete@aes.com		

A

AES TIETÊ CONVIDA PARA:

Teleconferência / *Webcast*

APRESENTAÇÃO:

Britaldo Soares - Diretor Presidente

Gustavo Pimenta - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

DATA: quinta-feira, 7 de novembro de 2013

HORÁRIO: 11h00 (BR) / 8h00 am (EDT)

CONEXÃO:

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

TRADUÇÃO SIMULTÂNEA PARA INGLÊS

CÓDIGO DA CONFERÊNCIA: AES Tietê

REPLAY: (+55 11) 4688-6312

CÓDIGO PORTUGUÊS: 6550915#

CÓDIGO INGLÊS: 9371698#

DISPONIBILIDADE: 07/11/2013 até 14/11/2013

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

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

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Tietê, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Empresa, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Companhia. 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.

GLOSSÁRIO

Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) - Autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos consumidores, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

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

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

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

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

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

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

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

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

ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

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

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

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

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

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	30.09.2013	30.06.2013
ATIVO CIRCULANTE	795.809	747.591
DISPONIBILIDADES	436.758	392.410
Caixa e bancos	384.705	392.104
Aplicações financeiras	52.053	306
CRÉDITOS	264.505	265.558
Revendedores	38.722	36.318
Outras contas a receber	224.373	229.240
Devedores diversos	1.410	-
OUTROS	94.546	89.623
Tributos e contribuições sociais	77.947	64.371
Tributos a recuperar	-	-
Outros créditos	12.458	25.252
Despesas pagas antecipadamente	4.141	-
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.259.563	3.307.484
Tributos e contribuições sociais diferidos	91.618	101.650
Outros tributos compensáveis	791	894
Cauções e depósitos vinculados	6.428	54.598
Outros créditos	12.609	12.609
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(12.609)	(12.609)
Imobilizado	3.099.158	3.098.794
Intangível	61.568	51.548
TOTAL DO ATIVO	4.055.372	4.055.075

CONSOLIDADO		
PASSIVO	30.09.2013	30.06.2013
PASSIVO CIRCULANTE	839.078	902.035
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	343.033	340.733
Empréstimos e financiamentos	299.124	300.221
Encargos de dívidas	43.909	40.512
FORNECEDORES	77.173	59.827
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	358.543	401.273
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	2.667	2.413
PROVISÕES	37.931	67.545
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10.310	13.041
Provisão para litígios e contingências	10.725	54.504
OUTRAS CONTAS A PAGAR	19.731	30.244
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.403.249	1.246.888
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	802.427	599.290
PROVISÕES PARA LÍTIGIOS E CONTINGÊNCIAS	47.367	51.843
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	551.152	593.218
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	1.340	1.798
OUTROS	963	739
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.813.045	1.906.152
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	254.044	253.775
Reservas de Lucro - Legal	41.445	41.445
Ajuste de avaliação patrimonial	1.067.934	1.141.933
Dividendos adicional propostos	-	-
Lucros acumulados	242.395	261.772
TOTAL DO PASSIVO	4.055.372	4.055.075

Demonstração dos Resultados	3T12	3T13 Reclassificado	Var (%) 3T13 X 3T12
Receita Operacional Bruta	565.583	615.512	8,8%
Suprimento e Transporte de Energia	571.993	615.195	7,6%
Outras Receitas	40	317	692,1%
Deduções da Receita Operacional	(28.943)	(35.341)	22,1%
Receita Operacional Líquida	543.092	579.854	6,8%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(160.620)	(227.616)	41,7%
Pessoal	(21.332)	(20.946)	-1,8%
Material	(1.323)	(1.387)	4,8%
Serviços de Terceiros	(19.858)	(20.131)	1,4%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(17.119)	(16.988)	-0,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(37.211)	(98.849)	165,6%
Transmissão e Conexão	(27.190)	(22.872)	-15,9%
Depreciação e Amortização	(40.553)	(40.948)	1,0%
Provisões Operacionais	202	921	355,9%
Outras despesas (receitas) operacionais	3.764	(6.416)	-270,5%
Resultado do Serviço	382.472	352.238	-7,9%
EBITDA	423.025	393.186	-7,1%
Receita (Despesa) Financeira	(12.394)	(11.499)	-7,2%
Receitas Financeiras	7.261	12.007	65,4%
Despesas Financeiras	(18.311)	(22.767)	24,3%
Variações Monetárias/cambiais - Líquidas	(1.344)	(739)	-45,0%
Resultado Antes dos Tributos	370.078	340.739	-7,9%
Provisão para IR e Contribuição Social	(132.720)	(122.748)	-7,5%
Impostos Diferidos	6.685	6.747	0,9%
Lucro Líquido do Exercício	244.042	224.738	-7,9%