

MANUTENÇÃO DAS CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS ADVERSAS GERAM RESULTADO NEGATIVO, MAS BENEFICIAM CONTRATAÇÃO DE LONGO PRAZO

Comentários do Sr. Francisco Morandi - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

O ano de 2014 foi mais um ano desafiador para o setor elétrico. As altas temperaturas que estimularam o consumo e a hidrologia crítica resultaram na redução da geração hidrelétrica e no aumento do despacho térmico, visando garantir a recuperação dos reservatórios e a segurança de abastecimento. Tal cenário foi adverso para a Companhia expondo a mesma ao alto índice de rebaixamento no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) de 9,3% em 2014 (ante 0,31% em 2013) e ao preço do mercado spot a patamares elevados (R\$ 689/MWh em 2014 ante R\$ 263/MWh em 2013). Isto resultou na elevação dos custos com compra de energia nesse mercado em R\$ 1.526,7 milhões no ano de 2014 ante R\$ 235,4 milhões em 2013. Visando minimizar o impacto da exposição ao mercado spot, a Companhia adotou uma estratégia de sazonalização da garantia física em que passou de uma posição vendedora ao longo do primeiro semestre, para uma posição compradora durante o segundo semestre. No entanto, apesar dessa estratégia, a elevação do rebaixamento no MRE no ano de 2014 resultou em um impacto negativo de R\$ 816 milhões no Ebitda¹.

O Ebitda apurado no período foi negativo em R\$ 917,9 milhões e a Companhia fechou o ano de 2014 com lucro líquido de R\$ 449,3 milhões.

A estratégia de comercialização de energia da Companhia após 2016 avançou no 4T14 com a venda de ~40MWh a um preço e prazo médios de R\$189/MWh e 3,3 anos respectivamente. Com isso, o portfólio atual da Companhia totalizou a contratação de 83% da sua energia assegurada líquida disponível para 2016, 73% para 2017, 46% para 2018, 24% para 2019 e 11% para 2020.

Na busca pela disciplina de execução e eficiência no uso de recursos, a AES Tietê reduziu seus custos gerenciáveis em 6%, superando a estimativa inicial e refletindo os ganhos de eficiência alcançados no ano de 2014.

Na esfera operacional, continuamos com o aprimoramento da nossa política de gestão de ativos físicos e disciplina na execução. Em 2014, houve redução de 35% nas indisponibilidades não programadas das usinas (vs. 2013), reflexo das boas práticas de manutenção e confiabilidade da Companhia.

O programa de modernização das usinas recebeu investimentos de R\$ 185,9 milhões em 2014, destinados principalmente para as usinas de Água Vermelha e Barra Bonita visando a contínua melhoria das condições operacionais da AES Tietê e maior eficiência das usinas.

R\$ milhões	2013	2014	Var (%)
Receita Bruta	2.478,1	3.431,0	38,5%
Receita Líquida*	2.336,9	3.205,0	37,1%
Custos e Despesas Operacionais**	811,5	2.287,1	181,9%
EBITDA	1.525,5	917,9	-39,8%
Margem EBITDA - %	65,3%	28,6%	-36,6
Lucro Líquido	881,4	449,3	-49,0%
Margem Líquida - %	37,7%	14,0%	-23,7
Patrimônio Líquido	728,9	1.364,5	87,2%
Dívida Líquida	-459,1	1.121,6	-344,3%
Geração de caixa operacional	1.486,1	1.187,3	-20,1%

* Receita normalizada; ** não inclui depreciação

Índices	2013	2014	Var (%)
Lucro Líq** / PL (vezes)	1,2x	0,3x	-72,8%
Dívida Líquida/ PL (vezes)	-0,6x	0,8x	-230,5%
Dívida Líquida/ EBITDA** (vezes)	0,4x	1,2x	205,5%
EBITDA/ Desp.Financ. (vezes)	7,4x	7,4x	0,0%

** últimos 12 meses

Dados Operacionais	2013	2014	Var (%)
Energia Gerada - GWh	12.196,3	7.443,3	-39,0%
Preço Contrato Bilateral*** (R\$/MWh)	194,2	206,3	6,2%
Investimentos - R\$ milhões	205.931	185.889	-9,7%
Colaboradores próprios	337	344	2,1%

*** Contrato com AES Eletropaulo

Teleconferência de resultados

26.02.15
11h00 (BR) e 09h00 am (EST)

Código conferência:

- Tietê

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001
+55 11 2820 4001
- EUA: + 1 888 700 0802

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:
<http://ri.aestiete.com.br>

Índice

Destques de 2014	2
Contexto Setorial	3
Parque Gerador	5
Desempenho do Setor	6
Desempenho Operacional	8
Desempenho Comercial	9
Desempenho Financeiro	16
Expansão	31
Governança e Sustentabilidade	33
Contato RI - AES Tietê	37
Anexos/ Glossário	38

GETI3: R\$ 13,50 GETI4: R\$ 16,95 (24/02/15)

VALOR DE MERCADO: R\$ 5.781 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 2.018 milhões

São Paulo, 25 de fevereiro de 2015 - A AES Tietê S.A. (BM&FBovespa: GETI3 e GETI4; OTC: AESAY e AESYY) anunciou hoje os resultados referentes ao 4T14. 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.

¹ Quando comparado a um cenário sem impacto de GSF

DESTAQUES DO 4T14 E 2014

Hidrologia

- ↓ Afluência observada na região SE/CO em 2014 de 69% da MLT (vs. 102% em 2013), e no SIN de 81% ante 97% da MLT em 2013
- ↓ Nível de reservatórios das usinas da AES Tietê encerraram 2014 em 34,7% vs. 51,1% em 2013
- ↓ Rebaixamento médio no MRE de 12,2% no 4T14 e 9,3% no ano, impacto negativo de R\$ 816 milhões no Ebitda

Comercial

- ↑ ~40MWh comercializados no 4T14, com prazo e preço médios de 3,3 anos e R\$ 189/MWh respectivamente
- ↑ O portfólio de energia contratada após o fim do contrato com a Eletropaulo totalizou 83%, 73%, e 46% da energia disponível da Companhia para 2016, 2017 e 2018, respectivamente

Financeiro

- ↑ Receita líquida de R\$ 886 milhões no 4T14; aumento de 54% vs. 4T13, devido ao maior preço e volume de energia vendida no para a AES Eletropaulo e mercado spot. Em 2014, a receita líquida totalizou R\$ 3.205 milhões, aumento de 37,1% em relação a 2013
- ↓ Custos e despesas operacionais² totalizaram R\$ 924 milhões, 365% superior ao R\$ 199 milhões auferidos no 4T13. Em 2014, os custos totalizaram R\$ 2.287 milhões, 182% superior em relação a 2013 em função do maior volume de energia comprada no mercado spot
- ↑ PMSO gerenciável 16% inferior ao 4T13; em 2014 PMSO Gerenciável apresentou redução de 6,1% vs. 2013, superior ao guidance de redução de custos da Companhia
- ↓ Ebitda de (R\$ 37) milhões no 4T14, vs. R\$ 337 milhões no 4T13 e R\$ 918 milhões em 2014 vs. R\$ 1.525 em 2013
- ↓ Prejuízo de R\$ 76 milhões no 4T14, vs. R\$ 230 milhões no 4T13 e lucro líquido de R\$ 449 milhões em 2014 vs. R\$ 881 milhões em 2013

Socioambiental

- ↑ Nenhum acidente com colaboradores próprios no período e, desde 2009, não foram registrados acidentes com a população nos reservatórios das usinas. Em 2014 a Companhia investiu R\$ 1,2 milhão com ações de segurança em campanhas, treinamentos, dentre outros
- ↑ O ano foi encerrado com 9.722 ações de inspeções e caminhadas de segurança. Em comparação com 2013, foi observado um aumento de 91,6% nessas atividades (5.055 em 2013)
- ↑ Em 2014, a gestão de resíduos sólidos na AES Tietê resultou na reciclagem, reaproveitamento ou reutilização de 98% do total de 590 toneladas de resíduos gerados pela companhia, superando o índice de 95% registrado em 2013

² Excluindo depreciação e amortização

CONTEXTO SETORIAL

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 1,7% da capacidade de produção de energia elétrica 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 as 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 física³ (ou energia assegurada). 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”, é alocado proporcionalmente entre os geradores.

Da mesma forma, quando a geração de energia for inferior à garantia física das usinas do SIN, tal déficit também é rateado, proporcionalmente, entre os participantes do MRE, através do *Generation Scaling Factor* (GSF), efeito este conhecido como “Rebaixamento” da garantia física no MRE, podendo resultar em exposições ao mercado de energia de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Nas duas situações acima também pode ocorrer de a alocação de energia no MRE se dar em um submercado distinto daquele onde a energia é gerada, o que pode ou não criar exposições a diferença entre o PLD dos submercados onde a usina se localiza e onde a energia é alocada. Tais exposições, sejam positivas ou negativas, estão sujeitas a um mecanismo de alívio financeiro e podem ser reduzidas ou eliminadas, dependendo da contabilização de curto prazo do mês em que se configurem.

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 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e, caso sejam descumpridos os requisitos de disponibilidade pelas usinas, a garantia física será ajustada podendo gerar exposições ao mercado de energia de curto prazo.

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

³ A garantia física, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela 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.

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia, de acordo com as regras vigentes, é realizada em duas esferas: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos de compra e venda de energia elétrica são negociados entre geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Estes contratos podem ser de curto, médio ou longo prazos e o preço e o volume são negociados livremente entre as partes envolvidas. Considerando o vencimento em dezembro de 2015 do contrato de energia com a AES Eletropaulo, a AES Tietê iniciou em 2012 sua estratégia de comercialização de energia para negociar a sua energia disponível nesta esfera de comercialização. O acompanhamento dessa estratégia é detalhada na seção “Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais” deste release.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a venda da energia ocorre somente por meio de leilões de compra e venda de energia promovidos pela CCEE, sob a delegação da ANEEL. Os contratos negociados nesse ambiente são denominados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) e as condições contratuais são reguladas pela ANEEL. O preço desses contratos é estabelecido a cada leilão de energia.

Os contratos celebrados nestes ambientes são liquidados e contabilizados pela CCEE. Além disso, a CCEE contabiliza a energia produzida pelas usinas participantes do MRE e a garantia física por elas contratada e a eventual diferença é liquidada no mercado spot (ou mercado de curto prazo). O objetivo inicial dessa liquidação é atender ao MRE e as geradoras que não conseguiram produzir energia suficiente para suprir os seus contratos de energia. Em um segundo momento, caso haja excedente de geração, a energia gerada (energia secundária) pode ser liquidada no mercado spot ao PLD.

REGULAÇÃO

Revisão da Garantia Física dos Empreendimentos Hidrelétricos

A determinação da garantia física é de fundamental importância aos agentes do setor elétrico.

De acordo com o Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, no seu artigo 2º, § 2º a garantia física de energia de um empreendimento de geração, definida pelo Ministério de Minas e Energia (“MME”) e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia associadas ao empreendimento, que poderão ser utilizadas para comercialização.

Por sua vez, o artigo 4º, § 1º do mesmo Decreto determina que o MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), mediante critérios gerais de garantia de suprimento.

À luz dos referidos dispositivos, a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004, definiu a metodologia de cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração de energia elétrica e estabeleceu no § 2º do seu artigo 1º que os montantes das garantias físicas dos empreendimentos de geração hidrelétrica, exceto Itaipu Binacional, corresponderiam aos vigentes na data de sua publicação, e seriam assim mantidos até 31 de dezembro de 2014.

No entanto, em 30 de dezembro de 2014 foi publicada a Portaria MME nº 681 na qual o MME determinou que as garantias físicas de usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no SIN, inclusive Itaipu, permaneceriam válidas até 31 de dezembro de 2015. Essa portaria também estabeleceu a criação de grupos de trabalho formados por representantes do MME, agências reguladoras do Poder Executivo e de instituições representativas do Setor Elétrico, com o objetivo de discutir a metodologia e os modelos necessários à revisão ordinária das garantias físicas dessas usinas.

LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº1.832/2014

Anualmente, no mês de dezembro, a Aneel estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte. A Resolução Aneel 392/2009 estabeleceu que o PLD mínimo deve ser calculado com base nas estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e a Resolução Aneel 682/2003 definiu que o limite máximo do PLD deve ser atualizado considerando o menor valor entre (i) a usina termelétrica mais cara (com capacidade maior que 65MW) e (ii) a atualização do valor máximo do PLD estabelecido em 2003 (R\$452/MWh) pelo IGP-DI.

Em 28 de novembro de 2014, após Audiência Pública, a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº. 1.832/2014, que estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD.

Novos limites do PLD

A nova metodologia para o cálculo do PLD mínimo e máximo estabelece que o PLD mínimo deve cobrir os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e o CFURH. Dessa forma, o PLD mínimo foi estabelecido em R\$ 30,26/MWh, com base nos custos de operação das usinas cotistas de R\$ 24,58/MWh, adicionado à CFURH de R\$ 5,68/MWh.

O PLD máximo, foi estabelecido em R\$ 388,48/MWh com base no Custo Variável Unitário (CVU) da usina termelétrica Mário Lago, determinada como térmica de referência.

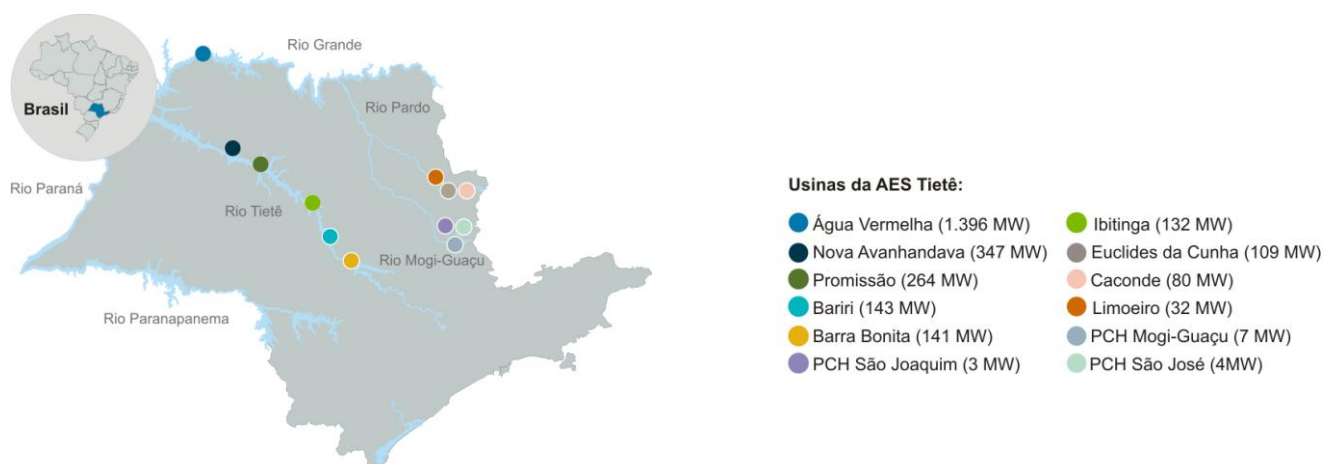
PARQUE GERADOR

PERFIL

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

As concessões das usinas hidrelétricas da AES Tietê e da PCH Mogi-Guaçu vencem em 2029 e as PCHs São José e São Joaquim possuem autorização para operarem até o ano de 2032.

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



DESEMPENHO DO SETOR

RESERVATÓRIOS, DESPACHO TÉRMICO, AFLUÊNCIA E CARGA

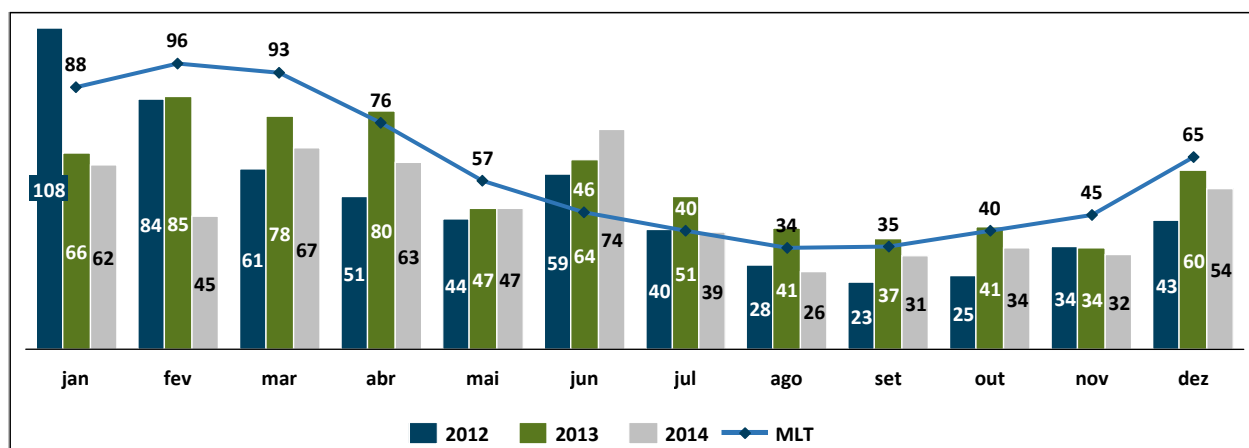
O período de chuvas no Brasil, em particular nos submercados Sudeste/Centro-oeste (“SE/CO”), Norte e Nordeste, ocorre entre o final do mês de novembro até abril. Desde o ano de 2012, a hidrologia tem se mostrado crítica e aquém da média histórica, em particular durante o período úmido.

A hidrologia verificada em 2014, no entanto, trouxe um desafio adicional para manutenção dos níveis de reservatório e segurança de abastecimento. A afluência auferida no SIN durante esse ano foi a 10ª pior desde 1931. Os meses de janeiro, fevereiro e março de 2014, representaram, respectivamente, a 7ª, 4ª e 11ª piores afluências históricas registradas até 2014.

O resultado do último trimestre de 2014, também não foi diferente. Conforme se pode verificar no gráfico a seguir, o nível de afluência registrado no SIN no quarto trimestre de 2014 foi inferior à MLT média para o período (afluência média de 2014 foi de 81% da MLT), resultando no baixo nível dos reservatórios de todo o SIN, em particular no submercado SE/CO, que representa aproximadamente 70% do sistema.

Energia Natural Afluente⁴ (GWm)

2012 x 2013 x 2014 x MLT



Afluência por submercado

O nível de afluência verificado no SE/CO durante o 4T14, exemplifica a piora da condição hidrológica do sistema. A afluência do período foi de 74% da MLT, valor, respectivamente, 13 p.p. e 21 p.p., inferior ao registrado no 3T14 (87% da MLT) e no 4T13 (95% da MLT).

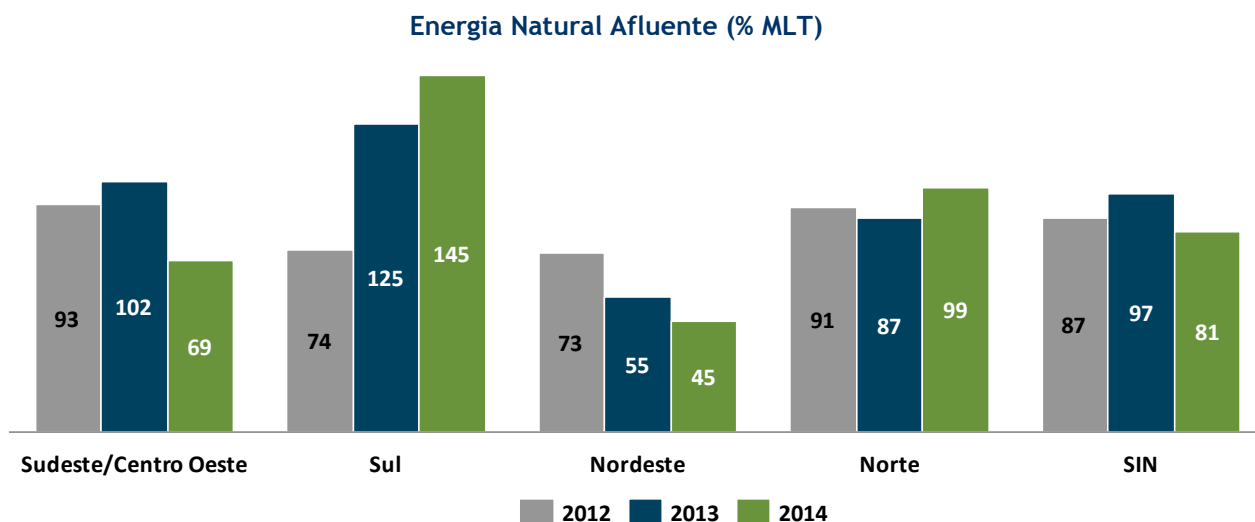
No ano de 2014, a afluência verificada no SE/CO foi de 69% da MLT, ante 102% da MLT registrada em 2013.

O resultado auferido para o País, também não foi diferente. Na comparação da afluência registrada para o SIN, a afluência do 4T14 de 80% da MLT foi inferior, em média, 10 p.p. das afluências registradas para o 3T14 (90% da MLT) e 4T13 (90% da MLT).

No ano de 2014, a afluência verificada no SIN foi de 81% da MLT, ante 97% da MLT registrada em 2013.

⁴ A Energia Natural Afluente, também conhecida como ENA, é um parâmetro utilizado para representar as afluências em um aproveitamento hidrelétrico.

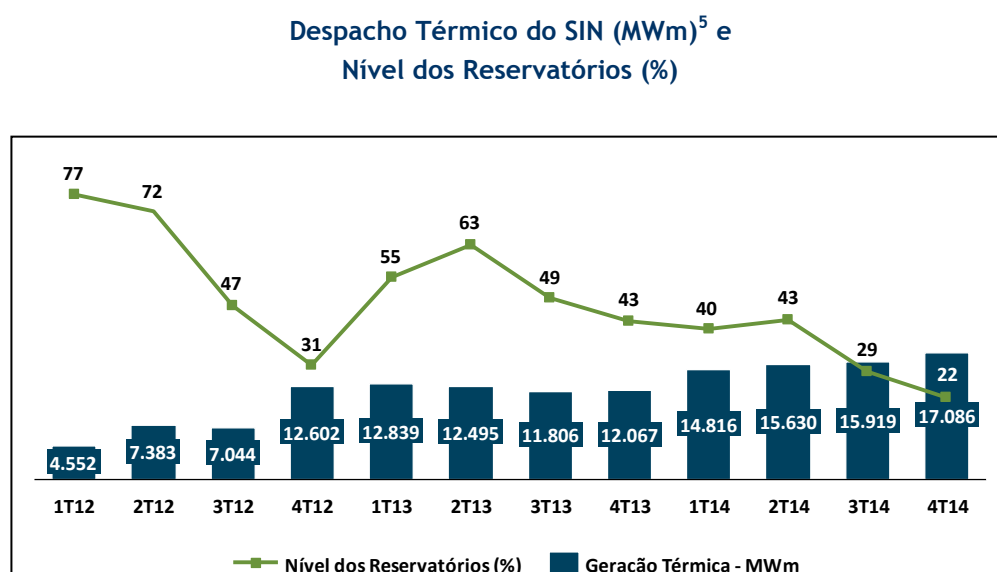
O gráfico a seguir apresenta um comparativo da evolução da Energia Natural Afluente (ENA) em cada um dos submercados e para o SIN, nos anos de 2012, 2013 e 2014, em relação à média de longo prazo (“MLT”) verificada desde 1931.



Despacho Térmico

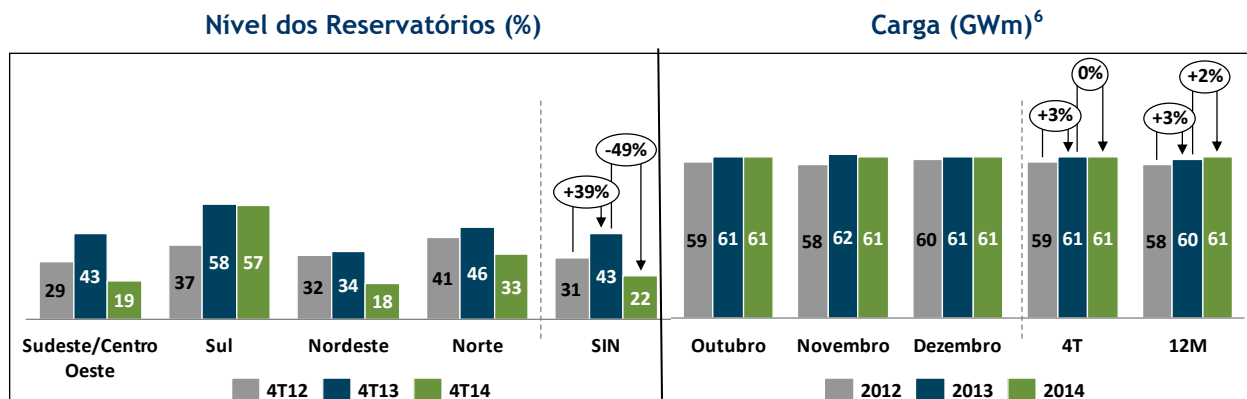
Desde o final do ano de 2012, ONS tem optado por manter a política de maior despacho térmico para preservar os reservatórios, reduzindo a geração hidrelétrica. No entanto, tal despacho, passou a se intensificar, chegando ao patamar médio de 15,9 MWm no ano de 2014, ante 12,3 MWm no ano de 2013.

O gráfico a seguir ilustra a evolução do despacho térmico do SIN desde 2012 até 2014. É possível observar que apesar da elevação do nível de despacho térmico no SIN ao longo de 2014, o nível dos reservatórios, a partir de julho de 2014, sofreu uma redução expressiva, relacionada à hidrologia crítica do período, conforme anteriormente mencionado.



⁵ Fonte ONS

Como anteriormente mencionado, o maior despacho térmico verificado no 4T14 não foi suficiente para a recuperação do nível dos reservatórios, que encerrou o período abaixo do nível atingido no 4T13 e no 4T12. A hidrologia crítica no período e o crescimento da carga no SIN de 2,6% a.a. durante o período de 2012 a 2014 são fatores preponderantes que justificam a performance dos reservatórios do SIN, conforme pode ser observado no gráfico a seguir.



Nível reservatórios usinas AES Tietê

O nível de armazenamento de energia equivalente nos reservatórios das usinas da AES Tietê encerrou o 4T14 em 34,7%, nível inferior ao observado no mesmo período de 2013 e 2012, quando os reservatórios encerraram o mês de dezembro em 51,1% e 36,4%, respectivamente. Essa variação está diretamente relacionada à situação hidrológica do submercado SE/CO.

Os principais reservatórios afetados foram os de Caconde e Água Vermelha, que alcançaram níveis de 3,77% e 12,50%, respectivamente, em outubro/14 e setembro/14. As demais usinas também tiveram a vazão reduzida durante o ano. Devido à baixa dos reservatórios, duas usinas pararam de gerar energia temporariamente em 2014 - Mogi Guaçu, por 71 dias entre os meses de agosto e novembro, e Limoeiro, por 64 dias entre setembro e novembro.

DESEMPENHO OPERACIONAL

ENERGIA GERADA

No Brasil, devido à predominância da fonte hidráulica na matriz energética (-62%⁷), adota-se o modelo de despacho centralizado, no qual o ONS determina o montante de energia a ser despachada para cada uma das usinas participantes do SIN, com base em modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios e considerando-se algumas restrições operativas, para assim atender de forma confiável e econômica a demanda do mercado.

As usinas da AES Tietê seguem os critérios acima, de tal forma que a variação na geração de seu parque gerador está diretamente associada aos despachos definidos pelo ONS para garantir a estabilidade do sistema e não necessariamente ao seu desempenho operacional.

No 4T14, o volume total de energia gerada pelas usinas da AES Tietê atingiu 1.870,9 GWh, 41,3% inferior ao mesmo período de 2013. Os dados de geração de 2014 comparados com o mesmo período de 2013 também indicam a redução no volume de geração em 39,0% (7.443.3 GWh em 2014 ante 12.196.3 GWh em 2013). A manutenção das condições hidrológicas desfavoráveis e o maior despacho térmico pelo ONS no ano de 2014 resultaram na redução da participação da geração hidrelétrica no submercado SE/CO.

⁶ Dados ONS

⁷ Conforme Banco de Informações Gerenciais da ANEEL (Fev/15)

Geração (Usinas) - GWh	4T13	4T14	Variação (%) 4T14 x 4T13	2013	2014	Variação (%) 2014 x 2013
Energia Gerada Bruta	3.189,5	1.870,9	-41,3%	12.196,3	7.443,3	-39,0%
Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moraes)	1.922,1	1.056,4	-45,0%	6.369,5	4.186,6	-34,3%
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	137,9	110,3	-20,0%	725,8	407,3	-43,9%
Barra Bonita	114,2	75,8	-33,6%	612,8	295,2	-51,8%
Caconde	79,5	13,4	-83,1%	147,0	145,7	-0,9%
Euclides da Cunha	110,2	37,7	-65,8%	507,7	213,9	-57,9%
Ibitinga	166,6	139,3	-16,4%	657,1	514,3	-21,7%
Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	32,0	6,3	-80,4%	135,4	55,1	-59,3%
Nova Avanhandava	366,2	257,7	-29,6%	1.729,2	966,1	-44,1%
Promissão (Mário Lopes Leão)	253,9	172,3	-32,1%	1.275,0	649,9	-49,0%
Mogi / S. Joaquim / S. José	7,0	1,6	-77,3%	36,9	9,2	-75,1%

A geração total bruta das usinas da Companhia no 4T14 foi equivalente a 68% da sua garantia física bruta versus 121% da sua garantia física bruta no 4T13. No ano de 2014, A geração total bruta das usinas da Companhia foi equivalente a 66% da sua garantia física bruta versus 109% da sua garantia física bruta em 2013.

DESEMPENHO COMERCIAL

GARANTIA FÍSICA E SAZONALIZAÇÃO

O total da geração de energia elétrica pelas usinas hidrelétricas pertencentes ao SIN, desde o início de 2014, foi inferior ao total da garantia física do SIN, acarretando um déficit no conjunto de usinas hidroelétricas dele participantes do MRE, conhecido como rebaixamento no MRE, o qual expõe tais usinas ao mercado de curto prazo, dependendo de seu nível de contratação. Este rebaixamento é calculado através do fator GSF (Generation Scaling Factor) que funciona como um redutor da garantia física para efeito de alocação no MRE na condição do déficit mencionado neste parágrafo.

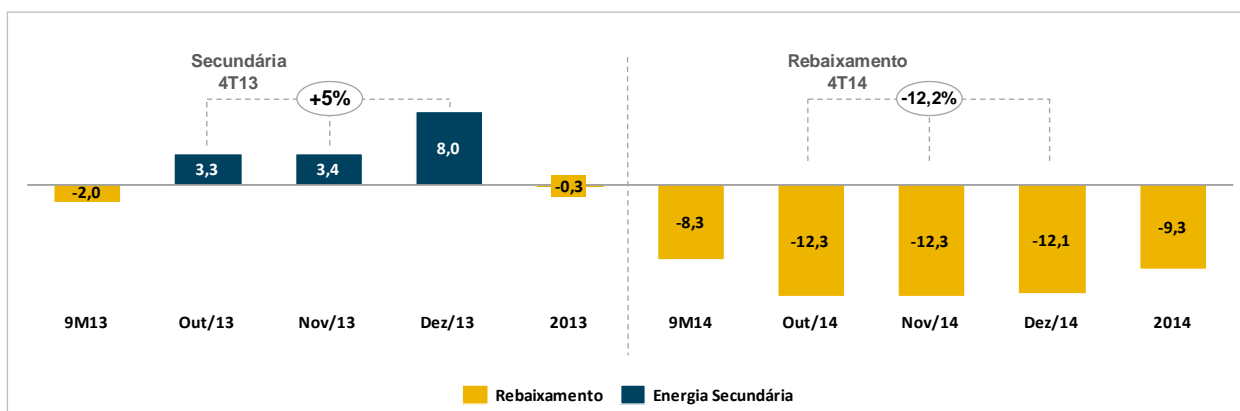
O efeito contrário ao rebaixamento no MRE, isto é, quando o sistema apresenta um superávit entre a produção de energia destinada ao MRE e a correspondente garantia física, é conhecido como energia secundária. Informações adicionais sobre este mecanismo e seu funcionamento estão detalhadas na seção “Geração Hidrelétrica no Brasil”.

O rebaixamento no MRE verificado no 4T14 de 12,2% foi superior ao registrado nos 9M14, que totalizou 8,3%. Essa performance é explicada pela manutenção da hidrologia crítica nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2014 (ENA no SE/CO de 74% da MLT no 4T14 ante 87% no 3T14) e o elevado despacho térmico verificado no período (17,1 GWm no 4T14 e 12,1 GWm no 4T13).

O gráfico abaixo apresenta os rebaixamentos contabilizados pela CCEE e no MRE nas liquidações financeiras por ela efetuadas ao longo do ano de 2014 e quarto trimestre de 2013 e 2014⁸.

⁸ Refere-se aos valores contabilizados na liquidação da CCEE. Valores contabilizados na Companhia sofrem influência do provisionamento, considerando que liquidação da CCEE de um determinado mês é disponibilizada, em média, em até 60 dias após o fechamento de determinado mês. Dessa forma, valores contabilizados no 4T14 na Companhia referem-se (i) as contabilizações verificadas na CCEE de setembro a novembro de 2014; (ii) provisionamento de dezembro de 2014; (iii) variações entre o provisionado em setembro de 2014 (contabilizado no 3T14) e o realizado para esses meses.

Rebaixamento no MRE e Energia Secundária (%)



Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro e MRE

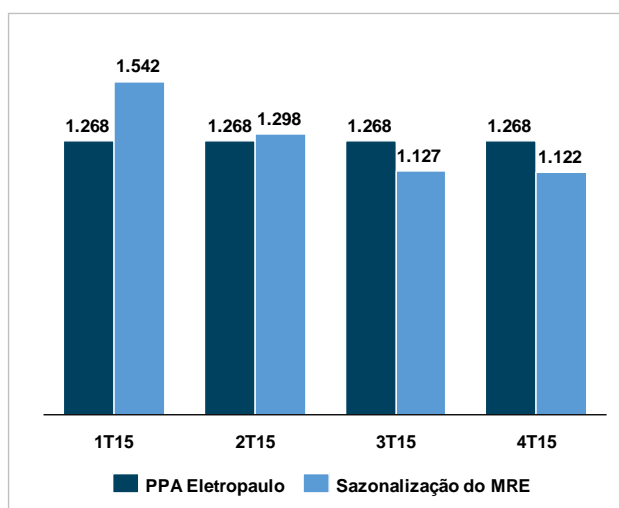
Com o advento da Resolução ANEEL n.º 584/2013, que prevê a declaração da sazonalização da garantia física para fins de lastro (contratos) e para fins de alocação de energia no MRE, a Companhia adotou uma estratégia de sazonalização que visava minimizar sua exposição ao risco hidrológico.

A estratégia adotada pela Companhia ao declarar o seu perfil de sazonalização para o MRE, em dezembro de 2013, resultou na maior alocação de sua energia no primeiro semestre de 2014, concentrada no 1T14, em linha com o perfil dos demais agentes participantes do MRE. O perfil de sazonalização do lastro, por sua vez, concentrou maior alocação de garantia física para o segundo semestre de 2014.

A variação entre o montante sazonalizado para fins de MRE (após a contabilização de perdas, consumo interno e indisponibilidades) e de lastro, bem como a eventual energia secundária ou um rebaixamento no MRE constituiu nos ganhos ou perdas com a venda de energia no mercado de curto prazo.

Para 2015, a Companhia adotou a estratégia de seguir a média do MRE, desta forma, o perfil de sua sazonalização para o MRE. Em relação à sazonalização do contrato com a AES Eletropaulo, após acordo entre as partes, adotou-se o perfil de sazonalização flat conforme gráfico a seguir:

Sazonalização de Garantia física para MRE e Lastro (MW médios)



Projeção de rebaixamento médio no MRE para o ano de 2014

A Companhia havia revisado no 3T14 a sua previsão sobre o impacto que o rebaixamento médio no MRE em 2014 geraria em seu Ebitda.

Considerando uma afluência média esperada de 80% da MLT para 2014, um despacho térmico em patamares elevados e o PLD médio para o ano de aproximadamente R\$ 700/MWh, a Companhia projetou um rebaixamento médio no MRE de 7,5% a 8,5% para o ano de 2014, resultando em um impacto negativo em seu Ebitda de aproximadamente de R\$ 700 milhões. Em função da manutenção da hidrologia crítica durante o 4T14, o rebaixamento verificado no período foi de 12,2%, o que resultou em um impacto negativo no Ebitda da Companhia de R\$ 816 milhões em 2014, quando comparado a um cenário sem GSF menor que 1.

Projeção de rebaixamento médio no MRE para o ano de 2015

A Companhia espera que o ano de 2015 seja mais um ano desafiador para o setor elétrico, considerando a manutenção, em 2015, do nível de afluência no ano abaixo da média histórica.

Caso esse cenário se concretize, é possível que a estratégia de preservação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas seja intensificada, através da manutenção ou até mesmo elevação do despacho das usinas térmicas, resultando em risco de exposição da Companhia ao mercado de curto prazo para cumprimento de suas obrigações contratuais. Mesmo que os níveis de afluência retornem aos níveis da média histórica até o final do período úmido, há o risco de que o nível dos preços do mercado de curto prazo continue elevado e que os níveis de garantia física, para efeitos de alocação do MRE, continuem rebaixados até que o nível dos reservatórios seja recuperado.

Considerando as perspectivas hidrológicas para 2015, a Companhia prevê a manutenção do despacho térmico de 16 GWm a 17GWm e um crescimento de carga na ordem de 0,7%, que poderá refletir na redução do despacho hidrelétrico e, conseqüentemente, em um maior déficit de geração no MRE, na faixa de 15% a 17%. Tal nível de rebaixamento associado a um preço spot de R\$ 388/MWh durante o ano de 2015 poderá resultar em um impacto negativo líquido no EBITDA da Companhia de R\$ 590 milhões a R\$ 680 milhões.

Risco hidrológico

Caso o nível dos reservatórios não atinja um nível de recuperação e/ou segurança até o final do período úmido (abril de 2015), há o risco de o Governo implantar mecanismos de racionalização ou até mesmo decretar racionamento de energia, resultando em impactos negativos para o resultado de nossas operações e geração de fluxo de caixa, principalmente em função da redução do consumo de energia e/ou dos ajustes nas contratações de energia entre geradores e distribuidoras de acordo com a redução que vier a ser estabelecida pelo Governo Federal.

DIFERENÇA DE PREÇO ENTRE SUBMERCADOS, EXCEDENTE E EXPOSIÇÃO FINANCEIRA

As diferenças de PLD entre os submercados derivam dos limites de intercâmbios energéticos entre as regiões do SIN, dadas as restrições operativas dos sistemas de transmissão dessas regiões, e dão origem ao excedente financeiro e as exposições financeiras verificadas pela CCEE.

Considerando o perfil importador do submercado SE/CO, ao longo do ano de 2014, o mesmo foi marcado por uma exposição financeira negativa que atingiu os agentes do MRE localizados nesse submercado e acarretou o aumento dos custos com compra de energia no submercado SE/CO. Esse resultado no MRE não pode ser gerenciado pela Companhia, e para neutralizá-lo, a regulamentação da CCEE prevê o alívio da exposição financeira, como é detalhado a seguir.

Excedente financeiro, Exposição financeira e Alívio da exposição financeira

O excedente financeiro se verifica quando o PLD do submercado em que a energia é gerada é inferior ao PLD do submercado que a importa. Essa diferença gera um saldo positivo no balanço de pagamentos e recebimentos quando da liquidação financeira das operações do mercado de curto prazo, cujo saldo equivale numericamente ao intercâmbio de energia realizado, valorado pela diferença do PLD entre os submercados. Se não existe diferença do PLD entre os submercados importador e exportador, não há excedente financeiro.

A diferença de PLD entre os submercados, ao longo de 2014, gerou na CCEE a contabilização de um excedente financeiro no SIN de R\$ 64,0 milhões nas liquidações de setembro a novembro de 2014⁹, o qual foi insuficiente para cobrir as exposições negativas a submercado contabilizadas pelos agentes participantes do SIN no mesmo período, que mesmo após serem parcialmente compensadas pelo excedente financeiro, resultaram em uma exposição remanescente de R\$ 28,1 milhões.

Considerando que o excedente financeiro não foi suficiente para aliviar todas as exposições registradas no SIN, a AES Tietê também permaneceu com uma exposição remanescente de R\$ 0,7 milhão no 4T14 e de R\$ 6,9 milhões, durante o ano de 2014, conforme detalhado na tabela a seguir.

R\$ milhões	1S14	3T14	4T14	2014
Exposição financeira - AES Tietê	68,8	51,4	5,8	126,0
Alívio da exposição financeira	68,8	45,2	5,1	119,2
Exposição remanescente	-	6,2	0,7	6,9

Assim, no 4T14 a AES Tietê registrou um crédito no valor de R\$ 5,1 milhões, no grupo de custos de energia, que se refere ao alívio da exposição financeira registrada na liquidação da CCEE nos meses de setembro a novembro de 2014, e de R\$ 119,2 milhões nesse mesmo grupo, durante o ano de 2014.

FONTES DE RECEITA

AES Eletropaulo

A quantidade de energia contratada com a AES Eletropaulo é de 1.268 MWm. Esse é o montante total de energia que deve ser entregue a cada ano até o término 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 por ela celebrados.

O preço praticado no contrato foi fixado em 2000, data em que ele foi homologado pela ANEEL, que estabeleceu o Valor Normativo (VN) como parâmetro de preço para contratações bilaterais. Desde então o preço do contrato é reajustado anualmente pela variação do IGP-M. Conforme preço atualizado em 04 de julho de 2013, o preço do contrato passou de 182,66/MWh para R\$ 194,19/MWh, com base no IGP-M acumulado do período de 5,14%.

No dia 04 de julho de 2014, houve nova atualização do preço do contrato com a AES Eletropaulo para os próximos 12 meses, passando o valor para R\$ 206,31/MWh, com base no IGP-M acumulado no período de 6,2%.

⁹ Resultado das liquidações na CCEE referentes ao período de setembro à novembro de 2014, cujas liquidações foram contabilizadas no 4T14.

CCEE (MRE, Spot e Administrativas) e Outros

A tarifa aplicada à energia faturada no MRE é ajustada anualmente pela ANEEL, em janeiro, pela variação do IPCA e é determinada de forma a reembolsar os custos variáveis de operação e manutenção das usinas. A tarifa vigente para o ano de 2015 é de R\$ 11,25/MWh, enquanto que em 2014 e em 2013, a tarifa aplicada foi de R\$ 10,54/MWh e R\$ 10,01/MWh, respectivamente.

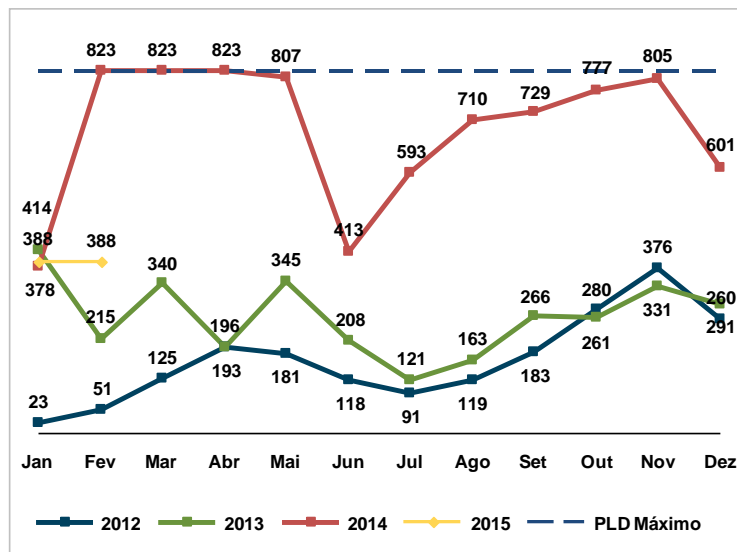
O preço da energia faturada no mercado de curto prazo, denominado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), varia de acordo com as condições elétricas, hidrológicas, oferta e demanda de energia. A partir de setembro de 2013, o PLD passou a incorporar o mecanismo de aversão ao risco, chamado CVaR, que tende a antecipar o despacho térmico de forma a manter a operação do sistema mais conservadora. Antes da Resolução n.º 03 do Conselho Nacional de Política Energética (Resolução CNPE 03), que determinou esse novo modelo de formação do PLD, as despesas com o acionamento das usinas térmicas eram cobradas por meio do ESS (Encargo de Serviços do Sistema).

O resultado da hidrologia desfavorável verificada no período chuvoso de novembro de 2013 a abril de 2014, o aumento no consumo de energia e a manutenção de um maior despacho térmico foram preponderantes para que o PLD médio de 2014 para o submercado SE/CO atingisse R\$ 689,9/MWh (ante R\$ 263,1/MWh no ano de 2013).

No 4T14, o PLD médio do período totalizou R\$ 726,7/MWh, valor 147,3% superior ao registrado no mesmo período de 2013, em função do alto despacho térmico verificado no 4T14 (17,1GWm) ante 4T13 (12,1GWm).

O gráfico a seguir ilustra a variação do PLD mensal para os anos de 2012 a 2014:

**Evolução Mensal do PLD no submercado SE/CO
(R\$/MWh)¹⁰**



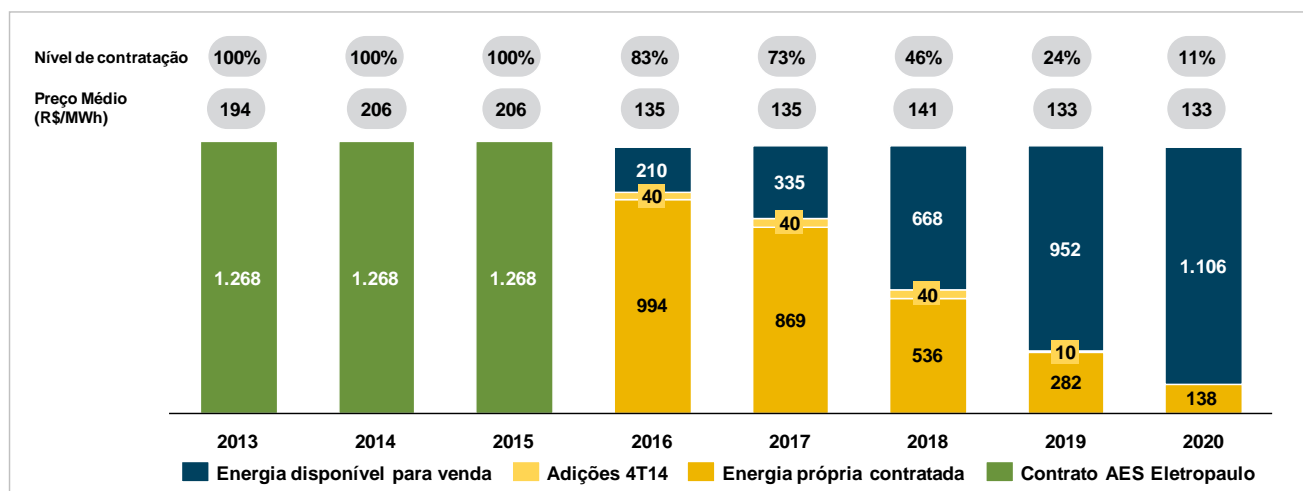
Estratégia de Comercialização de Energia e Outros Contratos Bilaterais

A Companhia definiu como estratégia de comercialização para a sua energia disponível a partir de janeiro de 2016 a formação de uma carteira diversificada de clientes livres, de forma a substituir totalmente o contrato bilateral com a AES Eletropaulo que vence em dezembro de 2015.

¹⁰ Os preços médios referentes ao período de abril a agosto de 2013 foram calculados com base nos valores de PLD1. A partir de setembro de 2013, calculam-se apenas os valores de PLD, que incorpora os mecanismos de aversão ao risco ao modelo de cálculo.

No 4T14, a Companhia comercializou¹¹ aproximadamente 40 MWm ao preço e prazo médios de R\$ 189/MWh e 3,3 anos, respectivamente. O portfólio atual da Companhia totaliza 1.034 MWm de energia própria vendida para entrega em 2016, ou 83% da energia assegurada líquida, 909 MWm para entrega em 2017 (73%), 576 MWm para entrega em 2018 (46%), 292MWm para entrega em 2019 (24%) e 138MWm para entrega em 2020 (11%).

Histórico e Evolução da carteira de clientes¹² (MW médios)



ENERGIA FATURADA

A energia faturada pela AES Tietê aumentou 8,3% na comparação entre o 4T14 e o 4T13. Na comparação anual, a energia faturada reduziu 4,6% em 2014 em comparação com 2013. As variações são detalhadas a seguir:

Energia Faturada (Consolidado) - GWh	4T13	4T14	Variação (%)		2013	2014	Variação (%)	
			4T14 x 4T13				2014 x 2013	
Energia Faturada	3.765,1	4.075,8	8,3%		15.796,8	15.074,8	-4,6%	
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	2.603,7	3.218,2	23,6%		11.107,7	11.107,7	0,0%	
CCEE	684,4	342,2	-50,0%		2.757,1	1.898,0	-31,2%	
Spot	143,8	304,8	111,9%		544,8	1.671,3	206,8%	
MRE	540,6	37,3	-93,1%		2.212,3	226,7	-89,8%	
Outros Contratos Bilaterais	477,0	515,4	8,0%		1.932,0	2.069,1	7,1%	

As vendas para a AES Eletropaulo no 4T14 totalizaram 3.218,2 GWh, 23,6% superior ao volume vendido no 4T13. Esse incremento é explicado pela sazonalidade do contrato, que varia a cada ano, como consta na seção “Fontes de Receita - AES Eletropaulo”. No acumulado de 2014 e de 2013 as vendas somaram 11.107,7 GWh.

O volume de energia faturada por meio da CCEE no 4T14 reduziu 50,0% se comparado ao 4T13, em função do desempenho negativo das vendas no MRE, reflexo da hidrologia crítica verificada no ano de 2014 e da redução do despacho das usinas da Companhia.

¹¹ Inclui contratos de energia firmados no período de 01/10/14 até 31/12/2014

¹² Apenas energia convencional e exclui perdas e consumo interno; preços na data base de janeiro/2015

No acumulado de 2014, o volume faturado por meio da CCEE (inclui MRE e mercado spot) apresentou redução de 31,2%. Tal variação deriva da combinação do desempenho negativo das vendas no MRE, que caíram 89,8% no período, compensado pelo maior volume de venda no mercado spot (+206,8%).

O resultado com energia faturada por meio de outros contratos bilaterais apresentou aumento de 8,0% no 4T14 em relação ao registrado no 4T13. No acumulado de 2014 o volume de vendas por meio desses contratos aumentou 7,1% em relação ao ano de 2013, resultado da estratégia de comercialização da Companhia.

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA BRUTA

No 4T14, a receita operacional bruta da AES Tietê totalizou R\$ 946,5 milhões, 54,3% superior àquela registrada no 4T13, de R\$ 613,5 milhões¹³. O resultado é explicado pelos seguintes fatores:

- (i) pela elevação de R\$ 190,9 milhões na receita bruta de energia vendida no mercado de curto prazo associada tanto ao maior volume (304,8 GWh no 4T14 ante 143,8 GWh no 4T13) quanto ao maior PLD auferido no submercado SE/CO (R\$ 726,7/MWh no 4T14 versus R\$ 293,9/MWh no 4T13);
- (ii) incremento de 31,3% na receita de energia vendida à AES Eletropaulo, associado tanto ao aumento de 23,6% no volume de energia comercializada, dada a sazonalidade desse contrato em 2014 (3.218,2 GWh no 4T14 ante 2.603,7 GWh no 4T13) quanto ao aumento do preço desse contrato a partir de julho de 2014 (R\$ 206,3/MWh no 4T14 ante R\$ 194,2/MWh no 4T13); parcialmente compensada pela:
- (iii) redução de R\$ 5,8 milhões na receita bruta de energia vendida no MRE, reflexo da hidrologia crítica verificada no ano de 2014 e da redução do despacho das usinas da Companhia.

Em 2014, a receita operacional bruta aumentou 38,5%, chegando a R\$ 3.431,0 milhões, favorecida:

- (i) pela elevação de R\$ 820,9 milhões na receita bruta de energia vendida no mercado de curto prazo associada tanto ao maior volume (1.671,3 GWh em 2014 ante 544,8 GWh em 2013) quanto ao maior PLD no submercado SE/CO (R\$ 688,9/MWh em 2014 versus R\$ 263,1/MWh em 2013);
- (ii) pela elevação de 7,0% na energia vendida para a AES Eletropaulo, em função do aumento do preço do contrato a partir de julho de 2014, conforme mencionado acima; parcialmente compensado pela:
- (iii) redução de 83% na receita bruta de energia vendida no MRE, reflexo da hidrologia crítica verificada em 2014, conforme mencionado acima.

Receita Bruta (Consolidado) - R\$ milhões	4T13	4T14	Variação (%)	2013	2014	Variação (%)
Suprimento de Energia	613,5	946,5	54,3%	2.478,1	3.431,0	38,5%
Contrato Bilateral AES Eletropaulo	505,6	664,0	31,3%	2.088,1	2.233,6	7,0%
CCEE	55,6	224,3	303,2%	171,2	962,3	462,2%
Spot	32,3	223,2	591,8%	126,0	946,9	651,3%
MRE	6,7	0,9	-87,1%	25,9	4,4	-83,0%
Outras (Administrativos)	16,7	0,2	-98,6%	19,2	11,0	-42,7%
Outros Contratos Bilaterais	52,3	58,3	11,5%	218,8	234,0	7,0%
Créditos de Carbono	-	-	-	-	1,0	-

¹³ Reclassificação entre contas realizada no 4T13 no valor de R\$ 39,9 milhões, sem impacto no Ebitda

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\$ 59,7 milhões em deduções de receita no 4T14 ante R\$ 37,2 milhões no 4T13, uma redução de 60,6%. Esse desempenho é explicado pelo incremento das vendas para a AES Eletropaulo no 4T14, cuja alíquota de tributação de PIS/COFINS é reduzida, e pela menor participação das receitas registradas com as operações na CCEE, que incluem vendas no mercado de curto prazo e no MRE, assim como outras receitas administrativas associadas ao processo de liquidação da CCEE, nas quais a alíquota de tributação é superior.

No ano de 2014 as deduções alcançaram R\$ 226,0 milhões, ante R\$ 141,1 milhões registrados no mesmo período de 2013. Esse desempenho é explicado, principalmente, pelo incremento na receita de energia vendida: (i) no mercado de curto prazo; (ii) para outros contratos bilaterais; e (iii) para a AES Eletropaulo.

RECEITA LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Tietê totalizou R\$ 886,8 milhões no 4T14, montante 53,9% superior ao registrado no 4T13. Esse desempenho reflete principalmente o maior volume de energia vendida no mercado spot e para a AES Eletropaulo.

No ano de 2014, a receita operacional líquida registrou aumento de 37,1%, chegando a R\$ 3.205,0 milhões, favorecida principalmente pelo maior volume e preço de energia vendida no mercado de curto prazo e maior receita de venda para a AES Eletropaulo.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 923,7 milhões no 4T14, o que representa um incremento R\$ 725,1 milhões na comparação com o 4T13. O resultado é explicado principalmente pelo maior custo com compra de energia, especificamente no mercado de curto prazo, dada a posição compradora da Companhia neste trimestre, em função da sazonalização da garantia física adotada e do menor GSF auferido no período. O aumento do volume de compra de energia e o aumento do PLD médio do período contribuíram para a elevação dos custos e despesas operacionais.

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram redução de 15,9% no 4T14 em relação ao 4T13, como reflexo principalmente dos menores custos com materiais e serviços de terceiros no valor de R\$ 14,1 milhões.

Na comparação do acumulado, os custos e despesas operacionais no ano de 2014, excluindo depreciação e amortização, totalizaram R\$ 2.287,1 milhões, um incremento de R\$ 1.475,7 milhões em relação ao valor registrado em 2013.

As despesas com PMSO gerenciáveis apresentaram redução de 6,1% no ano de 2014 em relação a 2013. Esse desempenho reflete os ganhos de eficiência alcançados no ano de 2014.

Programa de redução de custos gerenciáveis - 2014

Na divulgação do 4T13, a Companhia divulgou que trabalharia para intensificar suas ações de revisão de seus custos gerenciáveis por meio de otimização e aporte de tecnologia, para esses custos, em 2014, apresentassem crescimento zero, em termos nominais, aos custos auferidos em 2013.

Superando a estimativa inicial, a Companhia encerrou o ano de 2014 com o PMSO gerenciável de R\$ 192,9 milhões, 6,1% inferior em relação ao valor registrado em 2013 (R\$ 205,4 milhões).

As principais iniciativas deste programa de revisão de custos da AES Tietê, com foco na disciplina de execução e eficiência no uso de recurso, estavam centradas: (i) em melhorias nos processos de operação e manutenção das usinas e eclusas, (ii) na internalização do processo de gestão de seus reservatórios e (iii) na reavaliação dos custos administrativos, por meio da otimização dos serviços de terceiros.

Programa de redução de custos gerenciáveis - 2015

Para 2015 a Companhia também pretende trabalhar para intensificar suas ações de revisão de seus custos gerenciáveis por meio de otimização e aporte de tecnologia, com crescimento zero, em termos reais, do seu PMSO gerenciável, quando comparado ao ano de 2014.

R\$ mil	4T13	4T14	Var (%)	2013	2014	Var (%)
Custos e Despesas Operacionais Reportado	198.577	923.691	365,2%	811.451	2.287.121	181,9%
Encargos e taxas setoriais	40.564	36.965	-8,9%	159.702	145.859	-8,7%
Energia comprada	79.069	828.745	948,1%	443.464	1.946.683	339,0%
Total de encargos e taxas setoriais + energia comprada	119.633	865.710	623,6%	603.166	2.092.542	246,9%
Pessoal	20.612	19.920	-3,4%	80.687	78.002	-3,3%
Material e serviços de terceiros	38.849	24.774	-36,2%	97.263	91.558	-5,9%
Outros	19.483	13.287	-31,8%	30.335	25.019	-17,5%
PMSO Reportado	78.944	57.981	-26,6%	208.285	194.579	-6,6%
Entidade Previdência Privada	1.330	868	-34,7%	4.603	2.651	-42,4%
Provisões Operacionais	7.602	(2.231)	-129,3%	6.177	489	-92,1%
Recuperação Seguros	(4.328)	-	n.d	(4.328)	(3.490)	-19,4%
Normalização Manutenção bianual eclusas	1.962	(1.534)	-178,2%	(2.364)	2.364	-200,0%
Outros não gerenciáveis*	(44)	(33)	-24,3%	(1.185)	(366)	-69,1%
PMSO Gerenciável	72.422	60.911	-15,9%	205.382	192.931	-6,1%

** ganhos e receitas com alienação de ativos

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

Custos com Energia Comprada, Taxas Setoriais e Encargos

R\$ mil	4T13	4T14	Var (%)	2013	2014	Var (%)
Comp. Financ. Utiliz. Rec.Híd.	15.027	10.161	-32,4%	61.521	41.085	-33,2%
Transmissão e Conexão	23.854	25.222	5,7%	91.063	98.427	8,1%
Taxa de Fiscalização / Demais Encargos	1.683	1.582	-6,0%	7.118	6.347	-10,8%
Energia Comprada / Liquidação CCEE	79.069	828.745	948,1%	443.464	1.946.683	339,0%
TOTAL - Custos operacionais e compra Energia	119.633	865.710	623,6%	603.166	2.092.542	246,9%

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

As despesas com a CFURH reduziram 32,4% na comparação do 4T14 com o 4T13, em função do menor volume de energia gerada no período (1.870,9 GWh no 4T14 versus 3.189,5 GWh no 4T13).

O menor volume de energia gerada no ano de 2014 foi o fator principal para a redução de 33,2% das despesas com a CFURH na comparação com o ano de 2013 (7.443,3 GWh versus 12.196,3 GWh, respectivamente), compensada pelo reajuste de 5,44% na Tarifa Atualizada de Referência ("TAR"), que foi fixada em R\$ 79,87/MWh desde janeiro de 2014.

Transmissão e Conexão

Os custos com transmissão e conexão totalizaram R\$ 25,2 milhões no 4T14, um aumento de 5,7% em comparação ao 4T13, reflexo do reajuste da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST-rb) dos contratos de conexão das usinas hidrelétricas (TUSDg) da Companhia, em particular nas usinas de Água Vermelha (14,7%), Nova Avanhandava (8,4%) e Promissão (8,5%).

O reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão das usinas da Companhia, em particular Água Vermelha, Nova Avanhandava e Promissão, justificam o aumento dos custos com transmissão e conexão de 8,1% em 2014 ante o ano de 2013.

Taxas de Fiscalização /Demais Encargos

Os custos com Taxas de Fiscalização /Demais Encargos, que incluem Taxa de Fiscalização da ANEEL e Demais Taxas e Encargos com a CCEE e ONS, totalizaram R\$ 1,6 milhão no 4T14, 6,0% inferior ao valor registrado no 4T13. Essa redução reflete o menor rateio com a contribuição à CCEE e a redução de 2,9% na Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (“TFSEE”)¹⁴ para o ano de 2014, em comparação com a TFSEE proposta pela ANEEL para o ano de 2013.

Seguindo a redução da TFSEE e o menor rateio com contribuição à CCEE verificada em 2014, os custos com Taxas de Fiscalização/Demais Encargos totalizaram R\$6,3 milhões, valor 10,8% inferior ao mesmo período do ano anterior.

Energia Comprada /Liquidação CCEE

O custo com energia comprada/ liquidação CCEE teve um incremento de R\$ 749,7 milhões na comparação dos trimestres, passando de R\$ 79,1 milhões no 4T13 para R\$ 828,7 milhões no 4T14. Esse resultado é influenciado, principalmente:

- (i) R\$ 731,3 milhões referente ao maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (1.136,3 GWh no 4T14 ante 128,2 GWh no 4T13), associada a sazonalização da garantia física adotada pela Companhia e o rebaixamento médio no MRE verificado no 4T14 (12,2%) ante secundária verificada no 4T13 (5,0%);
- (ii) R\$ 17,8 milhões em função do reajuste de preço e maior volume de energia comprada para revenda (578,1GWh no 4T14 ante 495,3GWh no 4T13); e,
- (iii) R\$ 5,5 milhões dado o maior volume com compra de energia no MRE (531,0 GWh no 4T14 ante 20,6 GWh no 4T13), considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia.

O custo com compra de energia para revenda e o processo de liquidação da CCEE teve um incremento de R\$ 1.503,2 milhões na comparação do acumulado dos anos, passando de R\$ 443,5 milhões em 2013 para R\$ 1.946,7 milhões em 2014. Esse resultado é influenciado, principalmente:

- (i) R\$ 1.439,3 milhões referente ao maior volume com compra de energia no mercado de curto prazo (2.762,8 GWh em 2014 ante 783,3 GWh em 2013), principalmente em função do rebaixamento no MRE auferido em 2014 ante 2013 (9,3% e energia secundária de 5,0%, respectivamente);
- (ii) R\$ 36,3 milhões em função do reajuste de preço e maior volume de energia comprada para revenda (2.240,8GWh em 2014 ante 2.080,1GWh em 2013); e,

¹⁴ A TFSEE é cobrada por usina e equivale a 0,4% do valor do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, multiplicado pela sua potência instalada.

- (iii) R\$ 21,0 milhões devido ao maior volume com compra de energia no MRE (2.744,6 GWh em 2014 ante 1.033,8 GWh em 2013), considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia.

Custos e Despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO Reportado)

Pessoal

R\$ mil	4T13	4T14	Var (%)	2013	2014	Var (%)
Pessoal e Encargos	19.282	19.052	-1,2%	76.084	75.351	-1,0%
Entidade Previdência Privada	1.330	868	-34,7%	4.603	2.651	-42,4%
TOTAL	20.612	19.920	-3,4%	80.687	78.002	-3,3%

As despesas com pessoal totalizaram R\$ 19,9 milhões no 4T14, um decréscimo de 3,4% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa redução é resultado:

- (i) ganhos de eficiência e simplificação no quadro de colaboradores próprios, por meio da revisão dos cargos administrativos e de alta gerência, compensando o aumento no número de colaboradores da Companhia (337 no 4T13 para 344 no 4T14) da Companhia; e,
- (ii) redução de 34,7% com Entidade de Previdência Privada, em função do aumento da taxa de desconto, conforme Deliberação CVM n.º 695/2012.

No ano de 2014, as despesas com pessoal totalizaram R\$ 78,0 milhões ante R\$ 80,7 milhões no ano de 2013. Essa redução de 3,3% está principalmente relacionada aos menores custos com salários e entidade privada, conforme mencionado acima.

Material e serviços de terceiros

Na comparação entre o 4T14 e o 4T13, os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 24,8 milhões no 4T14, uma redução de 36,2% em relação ao 4T13. Essa variação está principalmente relacionada:

- (i) à redução de R\$ 6,3 milhões de manutenções civis e preventivas nas usinas, em função do processo de internalização de atividades durante o ano de 2014;
- (ii) à redução de R\$ 3,4 milhões referente as ações de mobilização para realização das manutenções bianuais nas eclusas, realizadas durante o 4T13; e,
- (iii) à redução de consultorias e serviços prestados na área de tecnologia da informação para aprimoramentos e adequações de sistemas que suportam a estratégia de eficiência da Companhia, que totalizou R\$ 3,3 milhões.

Na comparação do acumulado do ano, os custos com material e serviços de terceiros somaram R\$ 97,3 milhões em 2014, uma redução de 5,9% em relação ao ano de 2013. Essa variação está principalmente relacionada:

- (i) redução de consultorias e serviços prestados na área de tecnologia da informação para aprimoramentos e adequações de sistemas que suportam a estratégia de eficiência da Companhia, que totalizou R\$ 4,8 milhões; e,
- (ii) à redução de R\$ 4,6 milhões de manutenções civis e preventivas nas usinas, em função do processo de internalização de atividades durante o ano de 2014;
- (iii) à adequações ambientais nas PCHs da Companhia, no valor de R\$ 1,8 milhão; parcialmente compensado pela:

- (iv) manutenção bianual das eclusas das usinas de Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão e Nova Avanhandava, no valor de R\$ 6,6 milhões;

Provisões Operacionais e Outras Despesas/ Receitas Operacionais

R\$ mil	4T13	4T14	Var (%)	2013	2014	Var (%)
Outras despesas (receitas) operacionais	11.881	15.518	30,6%	24.158	24.530	1,5%
Provisões Operacionais	7.602	(2.231)	-129,3%	6.177	489	-92,1%
TOTAL	19.483	13.287	-31,8%	30.335	25.019	-17,5%

No 4T14, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 13,3 milhões, ante uma despesa de R\$ 19,5 milhões no 4T13. Essa variação está principalmente relacionada à reclassificação das atualizações monetárias e juros referentes às contingências cível, trabalhistas e acordos judiciais, no 4T14, no valor de R\$ 3,1 milhões, para a conta de Despesas Financeiras.

Excluindo o efeito dessa reclassificação, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas totalizariam R\$ 16,4 milhões, valor inferior ao registrado no 4T14, principalmente em função da reversão de contingências cível e trabalhistas, reflexo de acordos e vitórias em processos judiciais, compensado pelo aumento dos custos com estudos de levantamento de reservatórios e acompanhamento de ocupações irregulares.

No acumulado do ano, as provisões operacionais e outras despesas/ receitas operacionais totalizaram uma despesa de R\$ 25,0 milhões, ante uma despesa de R\$ 30,4 milhões em 2013, uma redução de 17,5%.

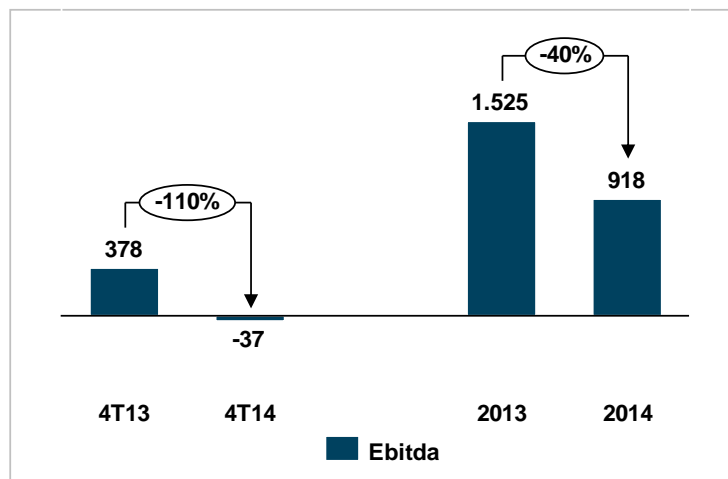
Excluindo o efeito da reclassificação das atualizações monetárias e juros referentes às contingências cível, trabalhista e acordos judiciais, no valor de R\$ 3,1 milhões, essa variação seria de -7,3%, principalmente em função do pagamento de condenações e reversão de provisões trabalhistas, no total de R\$ 2,0 milhões.

EBITDA

A AES Tietê registrou Ebitda negativo de 36,9 milhões no 4T14 ante um Ebitda positivo auferido no mesmo período do ano anterior de R\$ 377,7 milhões. Essa variação é explicada, principalmente, pelos seguintes fatores:

- (i) efeito positivo de R\$ 146,0 milhões devido ao maior volume de energia vendida para a AES Eletropaulo no 4T14 a um maior preço;
- (ii) efeito positivo de R\$ 21,0 milhões em função da redução dos custos e despesas operacionais, reflexo do programa de revisão de custos da Companhia; compensado pelo:
- (iii) efeito negativo de R\$ 559,7 milhões de, em função do maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo a um maior preço médio, dado o rebaixamento no MRE verificado no 4T14 de 12,2% (ante uma energia secundária de 5,0% registrada no 4T13) e estratégia de sazonalização; e,
- (iv) R\$ 10,7 milhões, resultado líquido negativo em função da maior compra de energia no MRE, reflexo da redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia.

Evolução Ebitda
(R\$ milhões)



O Ebitda da AES Tietê em 2014 totalizou R\$ 917,9 milhões, redução de 39,8% em relação ao verificado em 2013 (R\$ 1.525,5 milhões). O desempenho é explicado, principalmente:

- (i) efeito positivo de R\$ 136,3 milhões na receita bruta com a AES Eletropaulo em função do reajuste no preço do contrato bilateral ocorrido em julho de 2014 que passou de R\$ 194,19/MWh para R\$ 206,31/MWh, resultando em um preço médio maior no ano (R\$ 201,09/MWh em 2014 ante R\$ 187,99/MWh em 2013);
- (ii) efeito positivo de R\$ 13,7 milhões em função da redução dos custos e despesas operacionais, reflexo do programa de revisão de custos da Companhia; compensado pelo:
- (iii) efeito negativo de R\$ 703,5 milhões devido ao rebaixamento da garantia física ao longo do ano de 2014 e da indisponibilidade das unidades geradoras em relação aos padrões estabelecidos pelo ONS; e,
- (iv) efeito líquido negativo de R\$ 40,3 milhões reflexo da posição compradora no MRE, em função da redução da geração hidrelétrica da Companhia, durante o ano de 2014.

RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro líquido registrado pela Companhia no 4T14 foi uma despesa de R\$ 42,2 milhões, comparado a uma despesa de R\$ 13,1 milhões registrada no 4T13. A variação se deve, sobretudo, pelo incremento dos encargos financeiros da Companhia face ao aumento do CDI médio do período (11,15% no 4T14 ante 9,24% no 4T13), e em função da emissão da segunda nota promissória da Companhia, no valor de R\$ 500 milhões, compensado pelo saldo de juros capitalizados decorrente da maior base de ativos imobilizados em curso.

O resultado financeiro líquido da Companhia atingiu uma despesa de R\$ 78,6 milhões no acumulado de 2014, apresentando um incremento de 52,9% em relação ao ano de 2013 (despesa de R\$ 51,4 milhões), principalmente em função do aumento do saldo de juros capitalizados e da renda das aplicações financeiras, compensado pelo incremento dos encargos financeiros da Companhia no período.

R\$ mil	4T13	4T14	Var (%)	2013	2014	Var (%)
Receitas Financeiras	11.087	3.442	-69,0%	36.461	43.006	18,0%
Despesas Financeiras	(24.181)	(45.618)	88,7%	(87.886)	(121.618)	38,4%
Despesas Financeiras	(22.702)	(42.924)	89,1%	(83.958)	(118.466)	41,1%
Variações Monetárias	(1.479)	(2.694)	82,2%	(3.928)	(3.152)	-19,8%
Resultado Financeiro	(13.094)	(42.176)	222,1%	(51.425)	(78.612)	52,9%

Receitas Financeiras

As receitas financeiras apresentaram redução de 69,0% no 4T14 em relação ao 4T13. Essa variação é explicada, principalmente, pela redução do saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 137,7 milhões no 4T14 versus R\$ 473,1 milhões no 4T13) e pela queda da rentabilidade média verificada no período (98,2% do CDI no 4T14 versus 101,4% do CDI no 4T13), no valor de R\$ 7,4 milhões.

Na comparação entre os anos de 2014 e 2013, as receitas financeiras cresceram 18,0%. Essa variação é explicada, principalmente, pelo aumento da rentabilidade média verificada no período (101,1% do CDI em 2014 versus 100,2% do CDI no ano de 2013), compensado pela redução de 9,2% no saldo médio de aplicações financeiras (R\$ 398,9 milhões no acumulado de 2014 versus R\$ 439,5 milhões em 2013). Tais variações resultaram no aumento da renda com aplicações financeiras no valor de R\$ 6,6 milhões no comparativo ano contra ano.

Despesas Financeiras e Variações Monetárias

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 45,6 milhões no 4T14, montante 88,7% superior ao registrado no 4T13 (R\$ 24,1 milhões). Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento de R\$ 10,5 milhões no saldo de juros capitalizados em função de reclassificação contábil realizada no trimestre e reavaliação dos ativos imobilizados em curso;
- (ii) pelo aumento de R\$ 6,7 milhões com encargos financeiros das dívidas devido à elevação do CDI médio no período, além do aumento do saldo da dívida bruta (R\$ 1.623,0 milhões no 4T14 versus R\$ 1.116,7 milhões no 4T13); e,
- (iii) reclassificação contábil em 2014, no valor de R\$ 3,1 milhões, referente a atualização monetária de processos judiciais, anteriormente classificada como “Outros”, no grupo PMSO.

As despesas financeiras e variações monetárias somaram R\$ 121,6 milhões no ano de 2014, montante 38,4% superior ao registrado em 2013. Tal variação é explicada, sobretudo:

- (i) pelo aumento dos encargos financeiros das dívidas da Companhia no valor de R\$ 33,1 milhões influenciado, principalmente, pela elevação do CDI médio no período e também pelo maior saldo da dívida bruta do 4T14 quando comparado com o 4T13 (R\$ 1.623,0 milhões ante R\$ 1.116,7 milhões em 2013);
- (ii) reclassificação contábil em 2014, no valor de R\$ 3,1 milhões, referente a atualização monetária de processos judiciais, anteriormente classificada como “Outros”, no grupo PMSO; compensado pelo:

pelo aumento do saldo de juros capitalizados no valor de R\$ 2,5 milhões, decorrente da maior base de ativos imobilizados em curso.

LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO LÍQUIDO

A AES Tietê apurou no 4T14 um prejuízo líquido de R\$ 76,1 milhões, inferior ao resultado obtido no 4T13, o qual foi um lucro líquido de R\$ 230,4 milhões. Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) maior volume e preço de energia vendida para a AES Eletropaulo, totalizando um impacto positivo de R\$ 42,1 milhões;
- (ii) redução no PMSO no valor de R\$ 20,7 milhões em função da redução dos custos e despesas operacionais, reflexo do programa de revisão de custos da Companhia; compensado pelo:
- (iii) maior volume de energia comprada no mercado de curto prazo a um maior preço médio e a posição compradora da Companhia nesse mercado no período, que totalizou um impacto negativo de R\$ 342,6 milhões; e,
- (iv) aumento das despesas financeiras em R\$ 16,5 milhões reflexo do aumento dos encargos financeiros da Companhia.

No acumulado do ano, o lucro líquido auferido pela AES Tietê foi de R\$ 449,3 milhões, resultado 49,0% inferior ao obtido no mesmo período do ano anterior (R\$ 881,4 milhões). Contribuíram para tal desempenho os seguintes fatores:

- (i) maior preço médio de energia vendida para a AES Eletropaulo, em função do reajuste do contrato em julho 2014, com impacto de R\$ 36,5 milhões; e,
- (ii) redução de R\$ 9,9 milhões no PMSO da Companhia, reflexo do programa de revisão de custos da Companhia em 2014; compensado pelo:
- (iii) maior volume de compra de energia no mercado de curto prazo, compensado por um maior rebaixamento no MRE registrado no ano de 2014 ante 2013 (9,3% e 0,3%, respectivamente), a preços superiores, no total de R\$ 438,0 milhões;
- (iv) maior compra de energia no MRE considerando a redução do despacho hidrelétrico das usinas da Companhia, com impacto negativo de R\$ 26,6 milhões; e,
- (v) aumento de R\$ 18,0 milhões em função do aumento da dívida e do CDI médio do período.

PROVENTOS

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e o Estatuto Social, a Assembleia Geral Ordinária da Companhia decide sobre a destinação do resultado do exercício. Em havendo lucro disponível para a distribuição aos acionistas, a Companhia deve distribuir como dividendo obrigatório 25% do resultado do exercício. Além disso, o Estatuto Social da AES Tietê possibilita que o Conselho de Administração delibere sobre a distribuição de dividendos intermediários semestralmente, ou em períodos inferiores, com base em balanço especialmente levantado para esse fim.

As ações preferenciais da AES Tietê têm como vantagem, dentre outras, dividendos 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

Desde 2006 a AES Tietê tem como prática distribuir a totalidade de seu lucro líquido na forma de proventos. A Companhia também adota como prática a distribuição trimestral de dividendos, sendo que tais distribuições são previamente avaliadas e recomendadas pela Diretoria, opinadas pelo Conselho Fiscal, aprovadas pelo Conselho de Administração sendo ratificadas pela Assembleia Geral Ordinária.

Ao longo de 2014, a Administração da AES Tietê distribuiu R\$ 643,8 milhões como dividendos intermediários, pagos em duas parcelas sendo a primeira de R\$ 254,1 milhões em 26 de maio de 2014 e a segunda de R\$ 389,7 milhões em 25 de setembro de 2014.

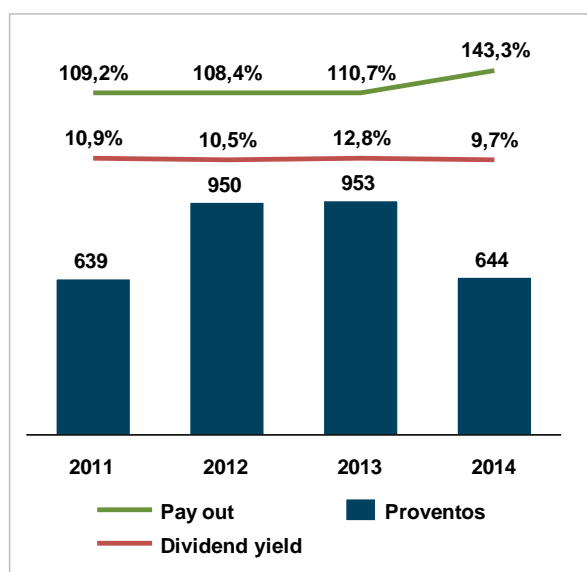
Em vista do resultado negativo apresentado no segundo semestre de 2014, reflexo da piora da hidrologia, o lucro líquido da Companhia em 2014 totalizou R\$ 449,3 milhões, inferior aos R\$ 643,8 milhões distribuídos como dividendos intermediários relativos ao primeiro semestre de 2014, devendo a diferença ser destinada como prejuízos acumulados e absorvida pela reserva legal. A Administração da Companhia propõe, portanto a absorção de R\$ 41,4 milhões dos prejuízos acumulados pela reserva legal e o saldo restante que acrescido da realização do ajuste de avaliação patrimonial, no valor de R\$ 69,4 milhões e dos dividendos e juros sobre capital próprio prescritos no valor de R\$ 0,7 milhão, perfaz um prejuízo acumulado para o ano de 2014 de R\$ 82,9 milhões.

As destinações mencionadas, bem como a utilização da reserva legal, serão ratificadas pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia (“AGO”), que ocorrerá até o dia 30 de abril de 2015.

Destaca-se que, em função da utilização do saldo da reserva legal em 2014, a Companhia deverá, a partir de 31 de março de 2015, constituir reserva legal no valor de 5% do Lucro Líquido do Exercício, acrescido da reavaliação de ajuste de avaliação patrimonial. Desta forma, a distribuição de dividendos para o 1T15 deverá observar: (i) absorção do prejuízo de R\$ 82,9 milhões, referente ao resultado de 2014 e (ii) constituição de reserva legal obrigatória.

Dividendos 2014 (R\$ milhões)	
Lucro do Exercício - 31 de dezembro de 2014	449,3
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	69,4
Dividendos e JSCP prescritos	0,7
Base para distribuição de dividendos	519,4
Dividendos intermediário já distribuídos	-643,8
Absorção de prejuízo acumulado com reserval legal	41,4
Prejuízos acumulados	-82,9

Histórico pagamento de proventos (R\$ milhões)



ENDIVIDAMENTO

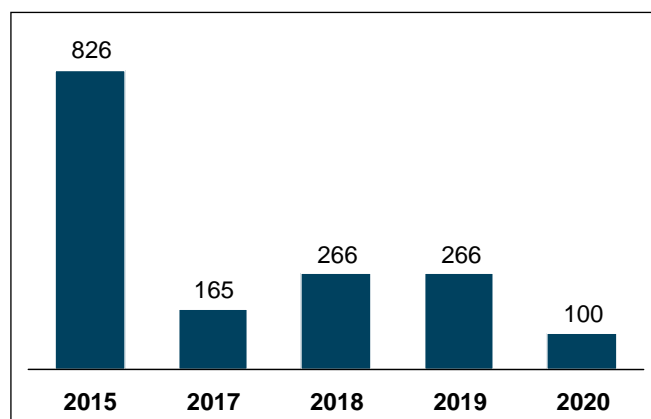
Em 31 de dezembro de 2014, a dívida bruta da AES Tietê totalizava R\$ 1.623 milhões, 45,3% superior à posição da dívida bruta na mesma data de 2013 (R\$ 1.116,7 milhões). Essa variação é devida a 2ª emissão de notas promissórias pela companhia, no valor de R\$ 500 milhões.

Dívidas	Montante	Vencimento	em R\$ milhões
			Custo Nominal
1º Emissão de Debêntures	309,0	abr/15	CDI + 1,20% aa
2º Emissão de Debêntures	503,6	mai/19	CDI + 0,79% aa
3º Emissão de Debêntures	308,8	mar/20	108,20% CDI
2º Emissão de Notas Promissórias	501,0	dez/15	CDI + 1,20% aa

No encerramento do 4T14, as disponibilidades somavam R\$ 501,4 milhões, montante R\$ 44,7 milhões superior ao registrado no mesmo período de 2013. Assim, a dívida líquida ao final de 2014 era de R\$ 1.121,6 milhões, montante 70,0% superior em relação à posição final de 2013.

As amortizações das dívidas da Companhia estão demonstradas no gráfico a seguir. Dos 801 milhões de dívida que vencerá em 2015, R\$ 309 milhões será amortizado no mês de abril/2015, utilizando os recursos obtidos em dezembro de 2014 via 2º emissão de notas promissórias e o saldo excedente, será amortizado até o mês de dezembro deste ano, por meio de uma nova emissão de dívida financeira de longo prazo com termos e condições já negociadas com os credores.

Cronograma de amortização da dívida
(R\$ milhões)



Covenants

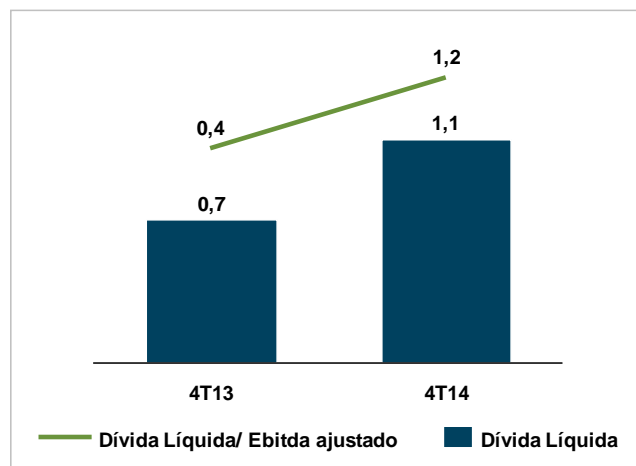
A 1ª emissão de debêntures da Companhia possui covenant financeiro que considera o índice Dívida Bruta pelo Ebitda Ajustado¹⁵, que não pode ser igual ou superior a 2,5x. Esse índice encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 1,8x.

Os covenants da 2ª e 3ª emissões de debêntures e da 2ª emissão de notas promissórias consideram o índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado, que não pode ser igual ou superior a 3,5x. O índice Dívida Líquida pelo Ebitda Ajustado²⁴ encerrou o trimestre dentro do limite estabelecido, em 1,2x.

¹⁵ 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

Todas 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 4T14, esse indicador estava em 7,4x.

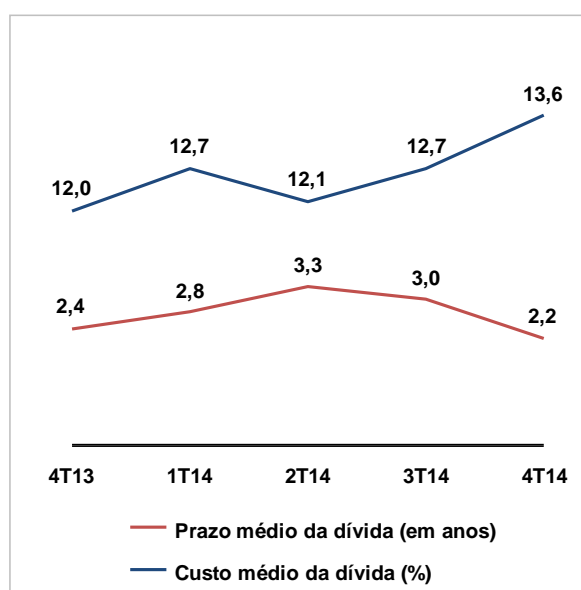
Dívida Líquida (R\$ bilhões)



O custo médio da dívida da Companhia em dezembro de 2014 era de 13,6% ao ano, em comparação a 12% no mesmo período de 2013. Esse aumento decorre, principalmente, do CDI (11,15% no 4T14 frente a 9,24% no 4T13), adicionada a essa alta, tivemos a 3ª emissão de debêntures e 2ª emissão de notas promissórias, remuneradas à 108,2% do CDI e CDI + 1,20% respectivamente.

O prazo médio da dívida consolidada no 4T14 atingiu 2,2 anos, uma leve queda em relação ao mesmo período de 2013 (2,4 anos). Esta queda foi suavizada pelo refinanciamento da dívida, através da 3ª emissão de debêntures pela Companhia.

Custo e prazo médio da dívida

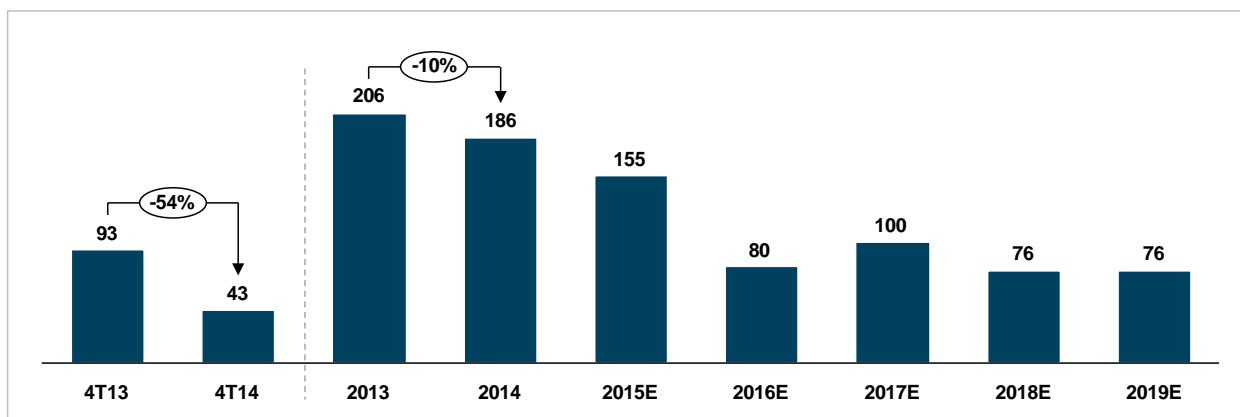


INVESTIMENTOS

Os investimentos da AES Tietê somaram R\$ 43,1 milhões no 4T14, valor 53,9% abaixo do montante investido no 4T13. Desse total, R\$ 43,9 milhões foram destinados à modernização e manutenção preventiva das usinas, com destaque para Água Vermelha (R\$ 9,9 milhões), Barra Bonita (R\$ 7,8 milhões), Promissão (R\$ 2,9 milhões) e Bariri (R\$ 10,4 milhões), e uma reversão de R\$ 3,7 milhões referentes a juros capitalizados, decorrente do incremento na base de ativos imobilizados em andamento, considerando o plano de manutenção e modernização das usinas para os anos de 2013 e 2014.

Em 2014, a AES Tietê investiu R\$ 185,9 milhões, montante 10% inferior ao valor investido em 2013 (R\$ 205,9 milhões) e em linha com o valor projetado para o ano de 2014, que era de R\$ 185,5 milhões, destinados principalmente à modernização e manutenção preventiva das usinas de Água Vermelha, Barra Bonita e Bariri para manutenção das suas condições operacionais e assegurar a disponibilidade de geração de energia.

Histórico e projeção de Investimentos (R\$ milhões)



FLUXO DE CAIXA GERENCIAL

FLUXO DE CAIXA - R\$ Milhões	4T13	4T14	2013	2014
Saldo inicial de caixa	436,8	222,7	396,9	456,7
Geração Operacional de Caixa	400,1	(108,7)	1.486,1	1.187,3
Investimentos	(86,6)	(41,4)	(188,2)	(173,4)
Despesas Financeiras Líquidas	(31,6)	(38,2)	(62,2)	(93,8)
Amortização Líquida	-	500,0	192,3	499,0
Imposto de Renda	(19,7)	(33,0)	(456,6)	(482,8)
Caixa Livre	262,2	278,7	971,4	936,5
Dividendos e JSCP	(242,2)	(0,0)	(911,6)	(891,8)
Saldo final de caixa	456,7	501,4	456,7	501,4

O fluxo de caixa livre totalizou R\$ 278,7 milhões no 4T14, montante 6,3% superior ao registrado no 4T13. Esse desempenho se deve:

- (i) à redução de R\$ 508,8 milhões na geração de caixa operacional, dado o rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período e a sazonalização adotada pela Companhia; e,
- (ii) pelo pagamento superior em R\$ 6,6 milhões de despesas financeiras líquidas, associadas ao incremento dos encargos financeiros pagos pela Companhia; compensado por:
- (iii) menor volume de investimentos (R\$ 41,4 milhões no 4T14 versus R\$ 86,6 milhões no 4T13) para manutenção e modernização das usinas da AES Tietê; e,
- (iv) pela captação no valor de R\$ 500 milhões, referente a 2ª emissão de notas promissórias da Companhia.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R\$ 501,4 milhões no 4T14 versus R\$ 456,7 milhões no 4T13.

Em 2014 o fluxo de caixa livre totalizou R\$ 936,5 milhões, montante 3,6% inferior ao registrado em 2013. Esse desempenho se deve ao:

- (i) incremento de R\$ 306,7 milhões em amortizações líquidas, reflexo da maior captação realizada durante o ano de 2014 no total de R\$ 800 milhões, frente ao ano de 2013 (R\$ 300 milhões), com o objetivo de amortização das parcelas da 1ª emissão de debêntures no total de R\$ 300 milhões, nos anos de 2013 e 2014, além de reforço de capital de giro da Companhia;
- (ii) menor volume de investimentos (R\$ 173,4 milhões em 2014 versus R\$ 188,2 milhões em 2013) destinados à manutenção e modernização das usinas da AES Tietê; compensados pela:
- (iii) à redução de R\$ 297,8 milhões na geração de caixa operacional, dado o rebaixamento da garantia física dos geradores pertencentes ao MRE no período; e,
- (iv) pagamento superior em R\$ 31,6 milhões de despesas financeiras líquidas, associadas ao incremento dos encargos financeiros pagos pela Companhia.

Como resultado, o saldo do caixa totalizou R\$ 501,4 milhões em 2014 ante R\$ 456,7 milhões em 2013.

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 as empresas que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Tietê integra esse índice desde 2007, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial. As ações preferenciais da Companhia integram o Índice Brasil (IBrX) que mede o desempenho das ações mais negociadas na bolsa. As ações da Companhia também integram o Índice de Dividendos (IDIV), responsável por medir o comportamento das ações de empresas que se destacaram em termo de remuneração dos investidores.

DESEMPENHO DAS AÇÕES

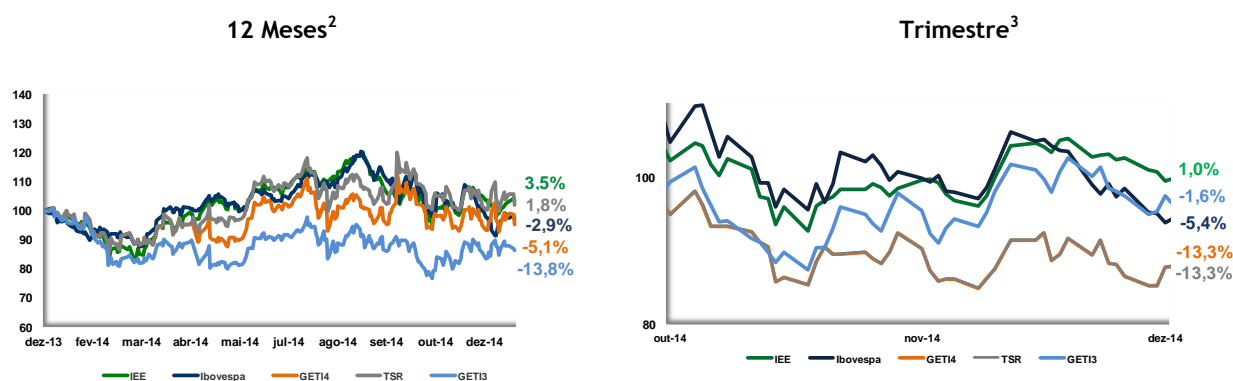
As ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê encerraram o mês de dezembro cotadas a R\$ 18,12 e R\$ 15,35, respectivamente. No trimestre, as ações preferenciais tiveram desvalorização de 13,3% e as ordinárias desvalorizaram 1,6%. O TSR (índice que indica o total de retorno ao acionista das ações preferenciais) apresentou desvalorização de 13,3%. No mesmo período, o Ibovespa registrou uma queda de 5,4% e o IEE registrou ganho de 1,0%.

Os papéis da Companhia foram negociados em 100% dos pregões da BM&FBovespa durante o 4T14. Os dados de liquidez mostram a realização de 78,3 mil negócios envolvendo ações ordinárias no período (acréscimo de 65,4% sobre o 3T14), movimentando aproximadamente 22,7 milhões de ações; e 156,2 mil negócios envolvendo ações preferenciais no período (volume 9,3% superior ao registrado no 3T14), movimentando aproximadamente 36,4 milhões de ações.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais e ordinárias da AES Tietê registraram queda de 5,1% e 13,8%, respectivamente. O desempenho do papel no período refletiu principalmente as condições hidrológicas desfavoráveis que impactaram o preço de energia do mercado de curto prazo. Além disso, a preocupação acerca da conjuntura econômica nacional e o cenário político nacional também tiveram influência no desempenho da bolsa brasileira. No mesmo período, o índice TSR da Companhia teve crescimento de 1,8%, o índice Bovespa teve queda de 2,9% e o IEE apresentou crescimento de 3,5%.

AES Tietê x Ibovespa x IEE x TSR¹

Base 100



1 - Total Shareholder Return - Retorno total ao acionista (considera a variação das cotações e os dividendos declarados no período)

2 - Base 100: 30/12/2013

3 - Base 100: 30/12/2014

As ações negociadas no mercado de balcão norte-americano (ADR's) sob os códigos AESAY (ordinárias) e AESYY (preferenciais) encerraram o mês de dezembro cotadas a US\$ 5,65 e US\$ 6,75, respectivamente. No trimestre, as ADR's ordinárias registraram queda de 15,8% e as ADR's preferenciais registraram queda de 22,1%. No mesmo período, a NYSE registrou um aumento de 1,3%.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

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

em 31/12/2014

EXPANSÃO

OBRIGAÇÃO DE EXPANSÃO

O Edital de Privatização da AES Tietê estabeleceu à Companhia a obrigação de expandir a capacidade instalada de seu sistema de geração 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, ocorrida em dezembro de 1999 (“Obrigação de Expansão”).

Contudo, foram estabelecidas novas condições regulatórias posteriormente à privatização, em especial a criação de um novo modelo do setor elétrico, por meio da publicação da Lei nº 10.848/2004, que reduziu a competitividade e viabilidade dos projetos no estado de SP e dificultou o cumprimento da Obrigação de Expansão, tal como originalmente concebida.

Com o novo modelo do setor, a AES Tietê passou a sujeitar-se às restrições para a comercialização de energia elétrica. A Companhia foi impedida de negociar contratos diretamente com as distribuidoras e essas, por sua vez, foram obrigadas a adquirir energia em leilões de energia nova, dificultando o cumprimento da Obrigação de Expansão por meio de novos empreendimentos construídos no Estado de São Paulo. Há ainda dificuldades regionais, tais como o baixo volume de recursos hídricos inexplorados no Estado e potencial eólico com baixo fator de capacidade quando comparado a outros estados, dificultando o desenvolvimento de projetos de geração de energia competitivos.

Em 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 como plano de expansão da sua capacidade o projeto “Termo São Paulo”, com capacidade líquida de 503 MW.

Em dezembro de 2012, foi anexada ao processo a manifestação do Estado de São Paulo sobre o projeto apresentado pela AES Tietê, 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 Petrobrás, não há garantia de vitória no leilão (para a construção da usina) e tal fato (não vencer o leilão) não pode ser interpretado como uma justificativa para o não cumprimento da Obrigação de Expansão. 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 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 Obrigação de Expansão no Estado de São Paulo, e (iii) informou seu interesse em uma audiência de conciliação.

Em agosto de 2013, as partes foram intimadas sobre a designação de uma audiência de conciliação para outubro de 2013. A audiência de conciliação foi realizada, tendo o juiz responsável pelo caso determinado a suspensão do processo até dezembro de 2013 para que as partes estudassem alternativas para expandir a capacidade de geração da AES Tietê, que não o plano de expansão anteriormente apresentado em juízo pela Companhia, qual seja, o projeto Termo São Paulo.

Entre outubro e dezembro de 2013, a AES Tietê e o Estado de São Paulo se reuniram algumas vezes para discutir o potencial energético de diferentes fontes e estudar alternativas à Obrigação de Expansão.

Em março de 2014, foi publicada uma determinação do juízo para que as partes informassem se chegaram a uma composição, tendo tanto a Companhia, quanto o Estado de São Paulo, apresentado pedido de suspensão do processo por 60 dias, a fim de dar continuidade às negociações. Tais pedidos não foram apreciados pelo juízo até o momento.

Em maio de 2014, a AES Tietê apresentou pedido de suspensão do processo, tendo em vista que as negociações com o Estado de São Paulo avançaram positivamente. Em agosto de 2014 o pedido de suspensão foi aprovado e a AES Tietê trabalha atualmente no desenvolvimento de um novo plano de expansão que atenda aos interesses da companhia e do Estado de São Paulo.

Esforços em andamento para cumprimento da Obrigação de Expansão

Para cumprir com o requerimento de expansão, a Companhia está desenvolvendo um projeto para construção de uma termelétrica a gás natural, com capacidade líquida de geração de aproximadamente 503 MW, nomeado de 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.

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 LP. Em 20 de outubro de 2011, a LP para construção da usina termoelétrica no município de Canas foi emitida pela CETESB.

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 Tietê. A Companhia acredita que exista potencial de sinergia e redução de custos caso os dois projetos sejam executados simultaneamente.

Com o desenvolvimento do projeto Termo São Paulo e a opção de compra adquirida para o projeto localizado no município de Araraquara, a Companhia possui dois projetos térmicos a gás natural aptos a participar dos leilões regulados desde 2011. Entretanto, devido à decisão da Petrobrás de não apresentar uma proposta vinculante de contrato de fornecimento de gás para projetos térmicos, não foi possível participar desses certames promovidos nos últimos anos.

Apesar desse entrave, a Companhia continua trabalhando para viabilizar sua expansão térmica. A prioridade hoje é resolver a questão do gás para que a Companhia possa participar dos leilões no mercado regulado. Para tanto, a Companhia vem mantendo entendimentos com o Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Energia do Estado de São Paulo, Petrobrás e outros fornecedores de gás natural do mercado global para viabilizar o fornecimento desse combustível.

Além disso, a AES Tietê vem trabalhando em um estudo para desenvolvimento de novo plano de expansão através de outras fontes de energia no estado de São Paulo.

Contribuíram para o cumprimento 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 provenientes de biomassa de cana-de-açúcar, que totalizam 10 MW médios.

OUTRAS INICIATIVAS

A Companhia trabalha com outras iniciativas para expandir e diversificar a sua capacidade instalada. Recentemente, a Companhia registrou um projeto solar fotovoltaico de capacidade instalada de 28,1MW denominado de Água Vermelha I, localizada no município de Iturama, no Estado de Minas Gerais.

O projeto localiza-se na área da UHE Água Vermelha e estava habilitado para participar do Leilão de Energia Reserva realizado no dia 31 de outubro de 2014. Esse projeto está alinhado com a estratégia de desenvolver oportunidades adjacentes aos seus negócios, criando valor por meio de sinergias operacionais e economia de escala.

GOVERNANÇA E SUSTENTABILIDADE

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o sistema pelo qual uma Companhia é controlada e monitorada e envolve as práticas e os relacionamentos entre acionistas, conselho de administração, conselho fiscal e diretoria. A adoção de boas práticas de governança é essencial para a gestão estratégica e eficiente do negócio. Com foco na criação de valor para seus acionistas, a Companhia continuamente trabalha para aprimorar suas práticas.

No âmbito interno, a AES Tietê é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria. O Conselho de Administração é responsável pelo planejamento e pelas questões estratégicas da empresa. Atualmente, o Conselho de Administração é composto por dezenove membros, sendo dez membros efetivos e nove membros suplentes. Dentre os seus membros, sete foram indicados pelo acionista controlador, um foi indicado pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um foi indicado pelos empregados, e um é membro independente. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2016.

A Diretoria é composta por 8 membros, incluindo o Diretor Presidente. Os membros da Diretoria Executiva desempenham suas funções de acordo com o objeto social da Companhia, conduzindo os negócios e operações com estrita observância das disposições do Estatuto Social, das decisões das Assembleias Gerais de Acionistas e do Conselho de Administração.

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além disto, o Conselho Fiscal também é responsável por analisar trimestralmente o balancete e as demonstrações contábeis elaboradas pela Companhia, opinar sobre o relatório anual da administração e as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em assembleia geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por quatro membros efetivos e respectivos suplentes, dos quais: três foram indicados pela BNDESPAR e um pelos acionistas minoritários preferencialistas.

Além de ter sua gestão administrativa fiscalizada pelo Conselho Fiscal, para atendimento a Lei Sarbanes-Oxley, a AES Tietê avalia anualmente seu ambiente de controle interno com o objetivo de garantir acuracidade e transparência em suas demonstrações financeiras.

SUSTENTABILIDADE

Entre os resultados socioambientais destacam-se o índice de 90% de satisfação dos colaboradores (aumento de 12 p.p. em relação a 2013), a não existência de acidentes com colaboradores próprios e com a população e a destinação à reciclagem ou reaproveitamento de 98% do total de resíduos gerados pela Companhia em 2014.

Segurança

Ao longo do ano, a companhia manteve o foco na prevenção de acidentes com a força de trabalho, encerrando o período com 9.722 ações entre inspeções e caminhadas de segurança. Em comparação com o mesmo período do ano anterior, foi observado um aumento de 91,6% nessas atividades (5.055 em 2013).

Comparando a taxa de frequência de acidentes (TF) com colaboradores contratados em 2014, houve acréscimo de 93% em relação ao ano anterior. Este resultado teve como principais causas a não percepção dos riscos por parte dos colaboradores durante a execução das atividades, o descumprimento de procedimentos e a baixa atuação dos líderes no direcionamento comportamental de suas equipes. No ano, não foram registrados acidentes com colaboradores próprios. Desde 2010, não são registradas fatalidades com colaboradores próprios e contratados.

Em 2014 a AES Tietê investiu R\$ 1,2 milhão em segurança e deu continuidade a um conjunto de ações que visam manter a melhoria dos índices de segurança.

A companhia conquistou a Medalha Eloy Chaves em 2014, em 1º lugar em sua categoria, um importante reconhecimento de práticas de gestão de segurança na América Latina.

Desde fevereiro de 2009 não ocorrem acidentes com a população nas áreas administradas pela AES Tietê.

Eficiência no Uso de Recursos

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

Em 2014, a gestão de resíduos sólidos na AES Tietê resultou na reciclagem, reaproveitamento ou reutilização de 98% do total de 590 toneladas de resíduos gerados pela companhia, superando o índice de 95% registrado em 2013 e contribuindo em maior grau para a mitigação dos impactos das suas atividades.

Em 2014 as emissões de CO2 totalizaram 1.873 toneladas, ante 955 toneladas que haviam sido projetadas para o mesmo período. Esse aumento decorreu, principalmente, do consumo próprio de energia devido ao baixo nível dos reservatórios e da utilização de termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para garantir a segurança energética. Destaca-se que o cálculo de 2014 considerou o fator de emissão de novembro e dezembro de 2013 do grid nacional considerando que até a divulgação desse material, o governo federal não havia divulgado o fator de emissão destes meses para o ano de 2014. Os valores referentes a 2013 foram ajustados em decorrência de atualizações nos dados de consumo próprio das usinas do ano base, 2011.

Desenvolvimento e Valorização de Colaboradores

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

No 4T14, a Companhia realizou mais uma edição de sua Pesquisa de Clima, avaliação que abrange todos os colaboradores e apresenta o índice de satisfação interna no ambiente de trabalho. O resultado de 2014 foi de 90% de satisfação dos colaboradores da AES Tietê, superando significativamente o índice de 2013 (78%).

Desenvolvimento e Valorização de Fornecedores

Para gerir e auxiliar o desenvolvimento de sua cadeia de suprimento, a Companhia conta com o Programa Parcerias Sustentáveis, um conjunto de ações e ferramentas para realizar a gestão do relacionamento com os fornecedores a partir do cadastramento e qualificação técnica e durante todo o período de vigência contratual. Através do IDF-Índice de Desempenho de Fornecedores, os fornecedores críticos são avaliados mensalmente, considerando critérios sociais, ambientais, de segurança e técnico-operacionais. Os resultados das avaliações são utilizados como base para direcionar planos de desenvolvimento e melhoria, para identificar e replicar melhores práticas e para reconhecer os melhores parceiros.

Em 2014, o IDF médio dos fornecedores da AES Tietê foi de 77,94, acima da meta anual estabelecida, de 75, conquista importante para a Companhia na busca de relacionamentos duradouros e sustentáveis que impulsionem o desenvolvimento da cadeia de suprimento com disciplina na execução e eficiência no uso dos recursos.

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. Essas atividades foram viabilizadas, em 2014, pelo investimento de R\$ 10,8 milhões, dos quais R\$ 1,9 milhão com recursos próprios e R\$ 8,9 milhões com recursos incentivados.

A Casa de Cultura e Cidadania, com quatro unidades mantidas pela AES Tietê, foi a principal beneficiária desses investimentos, que resultaram em mais de 240 mil atendimentos em cursos, apresentações, ações pontuais e reuniões com crianças, jovens, famílias e comunidades.

O projeto Cantos e Encantos tem o objetivo de estimular atitudes conscientes por meio de informações, comunicação e ações interativas com foco em cultura, educação e bem-estar, em eventos abertos às comunidades dos municípios da área de concessão da AES Tietê. Em 2014, o projeto envolveu 22.700 pessoas de comunidades dos municípios de Barra Bonita, Caconde, Promissão, Ibitinga, Ouroeste e São José do Rio Pardo em seis edições.

DASHBOARD DE SUSTENTABILIDADE - AES TIETÊ				
INDICADOR				
SEGURANÇA	2013	2014	Meta 2014	Status
Nº total de acidentes fatais	0	0	0	
Taxa de Frequência (TF) Próprios (YTD)	0,00	0,00	0,00	
Taxa de Frequência (TF) Contratados (YTD)	5,05	9,76	4,55	
Taxa de Gravidade (TG) Próprios (YTD)	0,00	0,00	0,00	
Taxa de Gravidade (TG) Contratados (YTD)	0,00	0,00	0,00	
Nº total de acidentes com população	0	0	0	
Nº total de fatalidades com população	0	0	0	
EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS	2013	2014	Meta 2014	Tendência 2014
NATURAIS				
Índice da soma de resíduos reciclados, reaproveitados e reutilizados / total de resíduos gerenciáveis gerados	95%	98%	95%	
Redução das emissões de CO2e (%)	-24,1%	-96,1%	ND	
DESENVOLVIMENTO E VALORIZAÇÃO	2013	2014	Meta 2014	Tendência 2014
COLABORADORES				
Taxa de rotatividade voluntária - col. próprios (%)	5,33%	2,90%	-	-
FORNECEDORES				
IDF - Índice de Desempenho de Fornecedores	78	77,94	75,00	
dentro/acima do esperado para o ano				
abaixo da meta para o ano, plano de ação em implantação				

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

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.

EQUIPE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

CONTATOS

Clarissa Sadock Diretora de Relações com Investidores clarissa.sadock@aes.com Tel.: (11) 2195-7048		
Gerente de RI	E-mail	Telefone
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI	E-mail	Telefone
Felipe Joaquim Martins de Souza	felipe.dsouza@aes.com	(11) 2195-2282
Gabriela Rigo Bussotti	gabriela.bussotti@aes.com	(11) 2195-7433
ri.aestiete.com.br		ri.aestiete@aes.com

ANEXOS - DADOS CONSOLIDADOS - R\$ mil

CONSOLIDADO		
ATIVO	31.12.2013	31.12.2014
ATIVO CIRCULANTE	763.873	937.899
DISPONIBILIDADES	456.727	501.424
Caixa e bancos	108.420	533
Aplicações financeiras	348.307	500.891
CRÉDITOS	279.574	330.742
Revendedores	50.731	34.088
Outras contas a receber	228.354	296.028
Devedores diversos	489	626
OUTROS	27.572	105.733
Tributos e contribuições sociais	9.023	10.774
Tributos a recuperar	14.965	64.291
Outros créditos	1.505	28.437
Despesas pagas antecipadamente	2.079	2.231
ATIVO NÃO CIRCULANTE	3.309.392	3.312.551
Tributos e contribuições sociais diferidos	89.137	79.852
Outros tributos compensáveis	791	791
Cauções e depósitos vinculados	6.476	4.040
Outros créditos	12.609	12.660
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(12.609)	(12.609)
Imobilizado	3.133.481	3.148.769
Intangível	79.507	79.048
TOTAL DO ATIVO	4.073.265	4.250.450

CONSOLIDADO		
PASSIVO	31.12.2013	31.12.2014
PASSIVO CIRCULANTE	892.752	1.516.876
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	320.167	826.576
Empréstimos e financiamentos	206	501.267
Encargos de dívidas	319.961	325.309
FORNECEDORES	104.831	486.074
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS	396.434	152.955
DIVIDENDOS PROPOSTOS E DECLARADOS	21.438	2.119
PROVISÕES	22.104	24.142
Provisão para pesquisa e desenvolvimento	10.937	8.171
Provisão para litígios e contingências	11.167	15.971
OUTRAS CONTAS A PAGAR	27.778	25.009
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	1.396.704	1.369.086
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	796.509	796.443
PROVISÕES PARA LITÍGIOS E CONTINGÊNCIAS	56.775	53.175
TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS	541.616	509.718
PROVISÃO PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO	1.362	9.458
OUTROS	442	292
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.783.809	1.364.488
Capital Social	207.227	207.227
Reservas de Capital	254.083	254.172
Reservas de Lucro - Legal	41.445	-
Ajuste de avaliação patrimonial	1.054.959	986.016
Dividendos adicional propostos	226.095	-
Lucros acumulados	-	(82.927)
TOTAL DO PASSIVO	4.073.265	4.250.450

Demonstração dos Resultados	4T13*	4T14*	Var (%) 4T14 X 4T13	2013*	2014*	Var (%) 2014 X 2013
Receita Operacional Bruta	585.974	946.511	61,5%	2.478.064	3.430.957	38,5%
Suprimento e Transporte de Energia	585.971	946.509	61,5%	2.477.691	3.429.721	38,4%
Outras Receitas	4	2	-44,4%	373	1.236	231,7%
Deduções da Receita Operacional	(34.631)	(59.717)	72,4%	(141.132)	(225.950)	60,1%
Receita Operacional Líquida	551.343	886.794	60,8%	2.336.933	3.205.007	37,1%
Custos do Serviço de Energia Elétrica	(214.051)	(969.193)	352,8%	(974.758)	(2.454.636)	151,8%
Pessoal	(19.282)	(19.052)	-1,2%	(76.084)	(75.351)	-1,0%
Entidade de Previdência Privada	(1.330)	(868)	-34,7%	(4.603)	(2.651)	-42,4%
Material	(2.869)	(1.670)	-41,8%	(5.983)	(5.491)	-8,2%
Serviços de Terceiros	(35.980)	(23.104)	-35,8%	(91.280)	(86.067)	-5,7%
Compensação Financeira para Utilização de Recursos Hídricos	(15.027)	(10.161)	-32,4%	(61.521)	(41.085)	-33,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(54.101)	(828.745)	1431,8%	(443.464)	(1.946.683)	339,0%
Transmissão e Conexão	(23.854)	(25.222)	5,7%	(91.063)	(98.427)	8,1%
Taxa de Fiscalização/Encargos	(1.288)	(1.251)	-2,9%	(5.154)	(5.004)	-2,9%
Depreciação e Amortização	(40.442)	(45.502)	12,5%	(163.307)	(167.515)	2,6%
Provisões Operacionais	(7.602)	2.231	-129,3%	(6.177)	(489)	-92,1%
Outras despesas (receitas) operacionais	(12.276)	(15.849)	29,1%	(26.122)	(25.873)	-1,0%
Resultado do Serviço	337.292	(82.399)	-124,4%	1.362.175	750.371	-44,9%
EBITDA	377.734	(36.897)	-109,8%	1.525.482	917.886	-39,8%
Receita (Despesa) Financeira	(13.094)	(42.176)	222,1%	(51.425)	(78.612)	52,9%
Receitas Financeiras	11.087	3.442	-69,0%	36.461	43.006	18,0%
Despesas Financeiras	(22.702)	(42.924)	89,1%	(83.958)	(118.466)	41,1%
Variações Monetárias/cambiais - líquidas	(1.479)	(2.694)	82,2%	(3.928)	(3.152)	-19,8%
Resultado Antes dos Tributos	324.198	(124.575)	-138,4%	1.310.750	671.759	-48,8%
Provisão para IR e Contribuição Social	(103.181)	42.094	-140,8%	(461.693)	(245.252)	-46,9%
Impostos Diferidos	9.348	6.340	-32,2%	32.302	22.837	-29,3%
Lucro Líquido do Exercício	230.365	(76.141)	-133,1%	881.359	449.344	-49,0%

* Normalizado pelo impacto líquido das liquidações no mercado de curto prazo

GLOSSÁRIO

ADR (American Depositary Receipt) - Recibos de ações de fora dos Estados Unidos negociados na Bolsa de Nova York. Como ações de companhias estrangeiras não podem ser negociadas diretamente no mercado americano, os papéis ficam sob custódia de uma instituição financeira, e seus recibos circulam na Bolsa de Nova York. Acabam acompanhando a variação das ações em seu país de origem e do câmbio entre os dois mercados.

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 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. Atua sob autorização do Poder Concedente e da 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.

CETESB (Companhia Ambiental do Estado de São Paulo) - Agência do governo responsável pelo controle, fiscalização, e licenciamento de atividades geradoras de poluição, com a preocupação de preservar e recuperar a qualidade das águas, do ar e do solo.

CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) - Instrumento que busca ressarcir financeiramente os municípios atingidos pela água dos reservatórios das hidrelétricas.

CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) - Na condição de órgão de assessoramento do Presidente da República, o conselho formula políticas e diretrizes energéticas.

COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) - Contribuição federal, de natureza tributária, incidente sobre a receita bruta das empresas. Em geral é destinada a financiar a seguridade social.

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.

Covenants - Compromisso em um contrato de emissão de títulos, restringindo determinadas situações ou atividades com o objetivo de dar maior segurança ao financiador.

CVaR (Valor Condicionado a um Dado Risco) - Metodologia que considera os cenários hidrológicos mais desfavoráveis na definição da política de operação do sistema. A aplicação da metodologia embute o custo do despacho termelétrico no Preço de Liquidação das Diferenças, usado nas operações do mercado de curto prazo.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization Expenses) - Resultados financeiros da empresa antes de serem subtraídos os juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

EIA (Estudo de Impacto Ambiental)/RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) - Instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente responsáveis pela emissão de licenças ambientais para atividades consideradas potenciais de degradação e poluição devido à utilização de recursos naturais.

ENA (Energia Natural Afluente) - 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).

Energia Secundária - Energia resultante do processamento de energia primária (que é natural e renova a si mesma) nos centros de transformação.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) - Empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Órgão responsável pelo planejamento energético nacional, englobando geração, transmissão, distribuição, petróleo e gás.

ESS (Encargos de Serviços do Sistema) - Encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN para o atendimento do consumo da energia elétrica do Brasil.

Garantia Física (Garantia Assegurada) - É a quantidade máxima de produção de energia elétrica que pode ser mantida pelas usinas hidrelétricas durante um determinado período de tempo, admitindo a ocorrência de todo possível risco, como a variabilidade hidrológica.

GSF (Generation Scaling Factor/Fator de Ajuste da Garantia Física) - O percentual de energia que todos os participantes do MRE estão gerando em relação ao total da sua Garantia Física.

IEE (Índice de Energia Elétrica) - Índice setorial da BMF&BOVESPA que tem como objetivo medir o desempenho do setor de energia elétrica.

IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) - Medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o índice de inflação mensal calcula a variação dos preços no comércio, refletindo o custo de vida para famílias com renda mensal de 1 a 40 salários mínimos.

IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) - Índice de inflação mensal, medido pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), que calcula a variação de preços no mercado de atacado, consumo, e construção civil, considerando inclusive produtos importados. O indicador apura as variações de preços de matérias-primas agrícolas e industriais no atacado e de bens e serviços finais no consumo.

ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial) - Ferramenta para análise comparativa do desempenho das empresas listadas na BMF&BOVESPA sob o aspecto da sustentabilidade corporativa. Busca criar um ambiente de investimento compatível com as demandas de desenvolvimento sustentável da sociedade contemporânea e estimular a responsabilidade ética das corporações.

LP (Licença Ambiental Prévia) - Procedimento administrativo realizado pelo órgão ambiental competente, que pode ser federal, estadual ou municipal, para licenciar a instalação, ampliação, modificação e operação de atividades e empreendimentos que utilizam recursos naturais, que sejam potencialmente poluidores ou que possam causar degradação ambiental.

Mercado de curto prazo - Mercado que admite transações em que a entrega da mercadoria ocorre a curto prazo e o pagamento é feito à vista. É comum recorrer a este mercado para a obtenção de energia elétrica com urgência, normalmente devido à escassez do recurso, o que torna os preços elevados.

MRA (Mecanismo de Redução de Energia Assegurada) - Avalia se as usinas participantes do MRE cumpriram os requisitos de disponibilidade estabelecidos pelo ONS. A avaliação é feita por meio de uma comparação entre os parâmetros verificados de interrupções programadas e forçadas em relação aos parâmetros de referência estabelecidos pela ANEEL. Quando os valores verificados superam os valores de referência, há redução da Garantia Física da usina apenas para fins de aplicação do MRE, não reduzindo o recurso da usina que pode ser comercializado.

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.

PCLD (Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa) - A provisão é realizada para cobrir perdas possíveis na cobrança das duplicatas a receber ou em outros créditos existentes na empresa. É constituída sempre que houver alguma evidência ou expectativa de perdas na realização destes créditos.

PIS (Programa de Integração Social) - Tem a finalidade de promover a integração do empregado com o desenvolvimento da empresa em que trabalha. Através do cadastramento no programa, o trabalhador recebe um número de inscrição que possibilita consulta e saques de benefícios sociais.

PLD (Preço da Liquidação das Diferenças) - Preço de curto prazo, pelo qual são liquidadas as diferenças entre a energia contratada e gerada. A volatilidade do preço está diretamente relacionada à dinâmica das afliências.

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

Sazonalização - A sazonalização admite que o volume de energia entregue à AES Eletropaulo varie ao longo do ano, de acordo com a demanda do mercado atendido por aquela companhia. A variação normalmente acontece de acordo com as diferentes estações climáticas do ano.

SGA (Sistema de Gestão Ambiental) - Busca identificar, controlar, e melhorar constantemente impactos ambientais.

SIN (Sistema Interligado Nacional) - Sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas, composto por usinas geradoras das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do país. A operação no sistema é baseada na interdependência, integrando recursos hidrelétricos de geração e transmissão de energia para atender o mercado. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões com diferentes variações climáticas e hidrológicas, que tendem a ocasionar excedente ou escassez de produção. O sistema também prevê a redução de custos operativos e a minimização da produção térmica.

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.

VN (Valor Normativo) - Custo de referência para cotejamento entre preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas.