

Consumo da Eletropaulo apresenta sinais de recuperação

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Após um longo período de retração do consumo por parte dos consumidores da AES Eletropaulo, o mercado registrado nesse segundo trimestre se manteve praticamente estável, em relação ao mesmo período do ano passado. Apesar do mercado cativo apresentar uma retração marginal de 0,1% ao compararmos ao 2T15, podemos observar que os consumidores das classes residencial cativo e comercial cativo, classes estas de grande significância para a margem da Companhia, já apresentaram crescimento de 1,2% e 1,5% respectivamente, no comparativo entre os períodos. Essa recuperação se dá principalmente pelo aumento da temperatura da área de concessão, durante o 2T16. Acreditamos que, com base no resultado do mercado nesse trimestre, associado a aplicação da bandeira tarifária Verde desde abril/16 e perspectiva de melhora do cenário macroeconômico do Brasil, consigamos concluir o ano com uma retração do nosso mercado na faixa de 3,1% a 3,4%, inferior à nossa projeção divulgada no 1T16, que era de retração de 4%.

Dentre os fatores resultantes da revisão do guidance do consumo de energia até o fim do ano assim como o efeito de soluções apresentadas pelo regulador até o momento, esperamos que o nível de contratação da AES Eletropaulo em 2016 fique em aproximadamente 114%. Ao longo dos últimos três meses, conseguimos firmar 12 acordos bilaterais com algumas geradoras postergando seus contratos até janeiro/17. Estas postergações contribuíram com a redução de 0,35 p.p. do nível de contratação esperado para o ano. No fim do mês de julho, tivemos o primeiro mecanismo de compensação de energia nova, o MCSN, onde as distribuidoras podem negociar de maneira centralizada com as geradoras em atraso. O leilão resultou na redução de 0,28 p.p. do nível de contratação do ano, mas essa redução ainda não está refletida nos números divulgados nesse trimestre. Considerando que a Companhia se encontra hoje com um excedente de energia acima da cobertura tarifária de 105% em função, principalmente, da contratação compulsória no leilão A-1 de dezembro de 2015 em cumprimento à regulação vigente em que a Eletropaulo teve que repor no mínimo 96% da energia fornecida até então pela AES Tietê apesar de apontar previamente ao regulador que o montante excedia a necessidade da Companhia, baseando-se em um parecer técnico elaborado por um escritório renomado de advocacia, a Companhia entende que essa sobrecontratação é involuntária e, portanto, deve ser reconhecida como um Ativo Financeiro Setorial Líquido assegurando seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Como resultado, a expectativa da exposição do nível de contratação ao mercado de curto prazo reduz para 0,75 p.p. impactando o Ebitda da Eletropaulo nesse semestre em R\$ 8,2 milhões.

Assim como pudemos observar no 1T16, no 2T16 apresentamos uma redução significativa do saldo da CVA da Companhia. Encerramos 2015 com um saldo “a receber” de R\$ 1,3 bilhão e com a contribuição da redução da tarifa de Itaipú, do encargo de CDE e do adiantamento obtido por meio das bandeiras tarifárias, encerramos o 1S16 com um saldo “a pagar” de cerca de R\$ 138 milhões. Essa recuperação da CVA foi de suma importância para a recuperação do caixa da Companhia, beneficiando também o nível da dívida líquida do período. Nesse segundo trimestre, encerramos com um nível de endividamento de 3,02x Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, nível este inferior ao limite de 3,5x previstos nos covenants das dívidas.

Destacamos também que no fim de junho deste ano, a Aneel aprovou o reajuste tarifário anual com um efeito para o consumidor de -8,10%. Apesar do índice de reajuste da Parcela B ter sido positivo em 11,58%, o resultado negativo reflete a redução do preço médio de compra de energia, com os encargos setoriais e do saldo da CVA mencionado acima.

RESULTADOS

2T16

Teleconferência de resultados

05.08.2016

10h00 (BR) e 09h00 (EDT)

Código: AES Eletropaulo

Conexão:

- Brasil: +55 11 3193 1001

+55 11 2820 4001

- EUA: +1 888 700 0802

Slides da apresentação e áudio estarão disponíveis em:
ri.aeseletropaulo.com.br

Índice

DESTAQUE	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	5
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	15
ENDIVIDAMENTO	25
INVESTIMENTOS	27
FLUXO DE CAIXA	28
MERCADO DE CAPITAIS	29
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	30
GOVERNANÇA CORPORATIVA	31
OUTROS EVENTOS	32
ANEXOS	37

R\$ milhões¹	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Receita Líquida	3.469,8	2.800,4	-19,3%	6.654,4	5.680,7	-14,6%
Despesas Operacionais²	(3.234,6)	(2.609,6)	-19,3%	(5.854,9)	(4.986,9)	-14,8%
EBITDA	235,1	190,7	-18,9%	533,2	371,8	-30,3%
Margem EBITDA	6,8%	6,8%	0,0 p.p.	8,0%	6,5%	-1,4 p.p.
EBITDA ajustado³	313,9	228,0	-27,4%	533,2	445,1	-16,5%
Margem EBITDA Ajustado	9,0%	8,1%	-0,9 p.p.	8,0%	7,8%	-0,1 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	48,5	3,5	-92,9%	95,3	34,1	-64,3%
Patrimônio Líquido (PL)	2.663,7	2.167,1	-18,6%	2.663,7	2.167,1	-18,6%
Investimentos (Capex)	140,4	175,1	24,7%	258,4	318,2	23,2%

1- 2015 Reapresentado; 2- Não inclui depreciação; 3- Ajust. por FCesp e ativo passivamente inexistente

Indicadores	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Dívida Líquida⁴ (R\$ milhões)	3.811,0	3.710,2	-2,6%	3.811,0	3.710,2	-2,6%
Dívida Líquida⁴ / PL	1,43x	1,71x	19,7%	1,43x	1,71x	19,7%
Dívida Líquida⁴ / EBITDA Ajustado⁵ (LTM)	2,96x	3,02x	2,0%	2,96x	3,02x	2,0%
EBITDA Ajustado⁵ / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	3,27x	2,38x	-27,3%	3,27x	2,38x	-27,3%
Dados Operacionais	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Mercado Total (GWh)	11.038,2	11.000,1	-0,3%	22.422,5	21.720,4	-3,1%
Tarifa Média (R\$/GWh)⁶	232,42	153,01	-34,2%	218,41	154,34	-29,3%
Funcionários	6.294	7.251	15,2%	6.294	7.251	15,2%
Unidades Consumidoras / Funcionários	3.243	2.875	-11,3%	3.243	2.875	-11,3%

4- Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada; 5- Ajust. por FCesp; 6- Tarifa Média Líquida (R\$/MWh); LTM = últimos 12 meses

ELPL4: R\$ 13,00 (04/08/2016)

VALOR DE MERCADO: R\$ 2.175 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 680 milhões

DESTAQUES 2T16

Operacional

- ↓ Perdas totais de 9,7% no 2T16, aumento de 0,39 p.p. em relação ao 2T15;
- ↓ Índice FEC estimado apresentou elevação de 31%, para 7,07x no 2T16, em relação ao 2T15 (5,38x); DEC estimado de 20,80 horas no 2T16, aumento de 13% em relação a 2T15 (18,36 horas);
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 175,1 milhões no 2T16 sendo R\$ 150,6 milhões de recursos próprios e R\$ 24,5 milhões de recursos de terceiros.

Financeiro

- ↓ Receita Líquida de R\$ 2.800,4 milhões no 2T16, redução de 19,3% em relação aos R\$ 3.469,8 milhões do 2T15;
- ↓ OPEX reportado de R\$ 630,7 milhões no 2T16, um aumento de 28,8% em relação ao 2T15, devido principalmente às despesas relacionadas à recuperação dos indicadores de qualidade e aumento da PCLD no período;
- ↓ Ebitda reportado de R\$ 190,7 milhões no 2T16 vs. um Ebitda de R\$ 235,1 milhões no 2T15;
 - Ebitda ajustado¹ de R\$ 228,0 milhões no 2T16 vs. R\$ 313,9 milhões no 2T15;
- ↓ O Lucro líquido reportado no 2T16 de R\$ 3,5 milhões, ante lucro líquido de R\$ 48,5 milhões no 2T15;
- ↑ CVA Passiva acumulada no 2T16 de R\$ 713,6 milhões contribuindo para o saldo de CVA negativo de R\$ 138,1 milhões e beneficiando o caixa da Companhia;
- ↑ Redução no nível de endividamento líquido no 2T16 contribuiu para uma Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 3,02x, abaixo do limite estabelecido pelo covenant da Companhia de 3,50x.

Regulatório

- ↑ A melhora do cenário hidrológico e redução do despacho térmico resultou na redução das Bandeiras Tarifárias ao longo do primeiro semestre de 2016. O ano iniciou com a Bandeira Tarifária Vermelha Patamar 2 à um custo de R\$ 45/MWh mas no mês de fevereiro a Bandeira Tarifária reduziu para Vermelha Patamar 1 (R\$ 30/MWh), de março para a Amarela (R\$ 15/MWh) e a partir de abril passou para a Verde (sem custo);
- ↑ Reajuste Tarifário Anual de -8,10% refletindo a redução de Parcela A e Componentes Financeiros enquanto a Parcela B apresentou efeito de +2,13%. A nova tarifa entrou em vigor no dia 4 de julho.

Socioambiental

- ↓ Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 11,4 mil famílias no 2T16 vs. 19,1 mil famílias no 2T15, totalizando mais de 700 mil regularizações desde a implementação do programa em 2004;
- ↑ O projeto Recicle Mais, Pague Menos teve um aumento de 1.220 novos clientes cadastrados no 2T16, e alcançou cerca de 47 mil cadastros acumulados (aumento de 37% em relação ao 2T15);
 - Desconto total concedido aos clientes apresentou um incremento de 42% em relação ao 2T15.

¹ Ebitda ajustado por fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

A AES Eletropaulo é uma concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e do Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão, o qual foi celebrado com a Aneel em 15 de junho de 1998, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

As tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela Aneel. O contrato de concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Os valores das tarifas são reajustados anualmente pela Aneel por meio dos reajustes tarifários, revistos periodicamente por meio da revisão tarifária a cada quatro anos, e, por fim, podem ser revistos em caráter extraordinário, mediante solicitações específicas em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro.

Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a Aneel divide os custos de distribuição entre: (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela A), e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados de Parcela B).

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Com a adoção do IFRS, a oscilação, positiva ou negativa, dos preços dos itens da Parcela A definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária passaram a impactar o resultado da Eletropaulo e somente eram reconhecidas nas tarifas de energia elétrica e repassadas aos consumidores no próximo evento tarifário.

No entanto, a partir de Dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos, em atendimento a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - além da assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória ("BRR") da Companhia, determinada por ocasião das revisões tarifárias, os custos de depreciação regulatória e custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O reajuste tarifário anual da AES Eletropaulo é efetuado de acordo com a forma estipulada em seu contrato de concessão. Nos termos das regras atuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados e o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora além de determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi calculado com base no componente de produtividade - XPd e de trajetória de custos operacionais - XT. O componente de qualidade - XQ será estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da AES Eletropaulo é 4 de julho.

EVENTOS TARIFÁRIOS APLICADOS

O ano de 2015 foi marcado por dois eventos tarifários extraordinários publicados pela Aneel com o objetivo de estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessões e precificar de forma correta a geração de energia garantindo a segurança energética e o realismo tarifário: uma Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE") em março e a implementação das Bandeiras Tarifárias em janeiro, que sofreu uma revisão da metodologia em março e novamente em agosto.











Com o reajuste tarifário extraordinário a Aneel cobriu os itens de Parcela A: (i) reajuste CDE; (ii) aumento de custos e variação cambial de Itaipú; (iii) alteração do preço médio de compra de energia em razão de montantes de contratos não considerados nos últimos reajustes, decorrentes dos leilões A-0, A-1 de 2014, do leilão de ajuste de 2015 e ingresso de novas cotas de energia hidrelétrica.

Os demais custos que não foram cobertos pela RTE foram endereçados para a Bandeira Tarifária. Assim, nos meses de janeiro e fevereiro de 2015, os valores adicionados à tarifa de energia pelas bandeiras amarelas e vermelhas foram de R\$ 15,00/MWh e R\$ 30,00/MWh, respectivamente. A partir de 2 de março de 2015, os valores adicionados passaram a ser de R\$ 25,00/MWh e de R\$ 55,00/MWh, respectivamente.

Em agosto de 2015 a Aneel aprovou em reunião extraordinária, a redução do valor da Bandeira Tarifária Vermelha de R\$ 55,00/MWh para R\$ 45,00/MWh, que vigorou de setembro a dezembro do ano passado. Esse ajuste é reflexo do desligamento de 21 usinas térmicas com custo variável (CVU) maior do que R\$ 600/MWh, que barateia o custo de aquisição de energia, e na expectativa de que usinas térmicas com CVU maiores que 600/MWh não voltem a ser despachadas em 2015.

No dia 26 de janeiro de 2016, a ANEEL revisou os valores das Bandeiras Tarifária Vermelha e Amarela, que passaram a vigorar a partir do dia 1 de fevereiro de 2016. A Bandeira Tarifária Vermelha então passou a ter dois patamares a depender do preço da geração térmica: (i) patamar 1 (R\$ 30,00/MWh): geração térmica de R\$ 422,56 até R\$ 610,00/MWh; (ii) patamar 2 (R\$ 45,00/MWh): geração térmica maior ou igual a R\$ 610,00/MWh.

A melhora no cenário hidrológico e redução no despacho térmico foram fatores preponderantes para a redução das Bandeiras Tarifárias ao longo de 2016. O ano iniciou com Bandeira Tarifária Vermelha (Patamar 2) à um custo de R\$ 45/MWh mas em março/16 foi reduzida para a Bandeira Tarifária Amarela, onde passou a ter um custo de R\$ 15,00/MWh. A partir do mês de abril/16, a Bandeira Tarifária foi reduzida de Amarela para Verde, refletindo condições favoráveis da hidrologia e redução do despacho térmico.

Método vigente desde Mar/15				Método vigente de Set/15 a Dez/15				Método vigente a partir de Fev/16			
Bandeira	Variação		Tarifa	Bandeira	Variação		Tarifa	Bandeira	Variação		Tarifa
Verde	 n/a		Sem custo	Verde	 n/a		Sem aumento	Verde	 n/a		Sem aumento
Amarelo	 CVU ¹ última usina despachada > R\$200/MWh		Aumento de R\$25/MWh	Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$200/MWh		Aumento de R\$25/MWh	Amarelo	 CVU última usina despachada > R\$211/MWh		Aumento de R\$15/MWh
Vermelho	 CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)		Aumento de R\$55/MWh	Vermelho	 CVU última usina despachada > PLD Teto (R\$388,48/MWh)		Aumento de R\$45/MWh	Vermelho (patamar 1)	 CVU última usina despachada: PLD entre R\$ 422,56 e R\$ 610/MWh		Aumento de R\$30/MWh
								Vermelho (patamar 2)	 CVU última usina despachada > R\$610/MWh		Aumento de R\$45/MWh

1 - Custo de Valor Unitário

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à CCRBT (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os valores efetivamente realizados das variações relativas aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora.

Reajuste Tarifário Anual

Conforme informado ao mercado por meio de Fato Relevante divulgado em 28 de junho de 2016, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em Reunião Pública de Diretoria realizada nesta mesma data, homologou o resultado do reajuste tarifário de anual de 2016.

A ANEEL aprovou um índice de reajuste tarifário à Companhia de -1,29%, composto por reajuste econômico de -3,48% e financeiro de +2,19%, resultando em um efeito médio de -8,10% a ser percebido pelos consumidores.

A Parcela A foi reajustada em -6,87%, representando -5,61% no reajuste econômico, afetado principalmente pela compra de energia (-3,88%) e encargos setoriais (-1,73%).

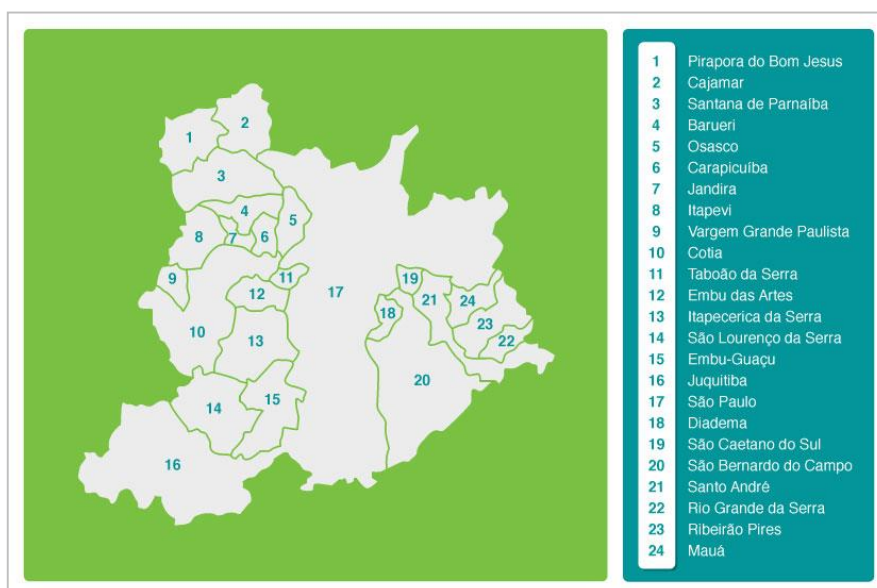
A Parcela B foi reajustada em +11,58%, representando uma participação de +2,13% no reajuste econômico. Tal reajuste é composto pelo IGP-M de 11,42% no período de 12 meses findos em junho de 2016, ajustado pelo Fator X de -0,16%. Este último é composto pelos ganhos de produtividade de 1,13% e do componente de trajetória de custos operacionais de -2,37%, previamente definidos na 4RTP, além do componente de qualidade de serviço de 1,08%.

O índice de reajuste tarifário foi de -8,10% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor) aplicado em sua tarifa a partir de 4 de julho de 2016, sendo composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário		
Parcela A	Encargos Setoriais	-1,73%
	Energia Comprada	-3,88%
	Encargos de Transmissão	0,01%
	Parcela A	-5,61%
Parcela B		2,13%
Reajuste Econômico		-3,48%
CVA Total		7,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		-5,28%
Reajuste Financeiro		2,19%
Reajuste Total		-1,29%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-6,81%
Efeito para o consumidor		-8,10%

PERFIL

Municípios da área de concessão da AES Eletropaulo



A AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida². Está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a Capital: o principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão - de 4.526 km² - concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do País - 1.538 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 34,1% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 8,4% do total do Brasil³.

Para cumprir com excelência o desafio de atender mais de 20 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável para atender sempre melhor e mais rápido, está sempre atenta a ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto, e é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do País e da sua relação de equilíbrio com o meio ambiente do qual depende.

² Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2015.

³ Números referentes a junho de 2016.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

A estratégia da AES Brasil segue orientada pelo seu Planejamento Estratégico Sustentável (“PES”), que define como direcionadores estratégicos da Companhia a Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No Planejamento Estratégico Sustentável do Grupo AES Brasil, um dos compromissos é garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente. A meta da AES Eletropaulo é atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente⁴ em 2016.

Meta	2013	2014	2015	2T15	2T16
Atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente em 2016*	76,4	79,6	76,1	73,4	74,8

*O resultado anual considera a média das pesquisas realizadas no 1º e 3º trimestres.

Anualmente são realizadas duas pesquisas de satisfação com clientes de baixa tensão em parceria com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), uma no primeiro trimestre e a outra no terceiro trimestre. No primeiro trimestre de 2016, a AES Eletropaulo atingiu o índice de 74,8% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 1,4% superior em relação ao mesmo período do ano anterior. Os principais atributos com evolução positiva foram o Índice de Desempenho da Área (“IDAR”) Informação e Comunicação com + 12% e Atendimento com +4%, este último com destaque para “facilidade para entrar em contato” (+ 8,2 pts.) e “rapidez dos atendentes” (+ 3,7 pts.). Essa evolução foi reflexo de algumas ações implementadas ao longo de 2015, principalmente no último trimestre do ano. Abaixo estão destacadas algumas delas:

- **JAAT (Jeito AES de Atender):** continuidade e novas ações do programa Jeito AES de Atender, que tem como objetivo melhorar a experiência de atendimento dos clientes. Neste trimestre destacamos os treinamentos exclusivos para as equipes de campo de empresas terceiras, com foco na padronização do atendimento e orientação de comportamento. Com a recente contratação de novos leituristas e os questionamentos frequentes dos clientes sobre a conta, também foram realizados treinamentos comportamentais e de procedimentos técnicos específicos para esse público.
- **Projeto Upgrade do SAP:** o projeto contemplou a reimplementação do módulo CRM (Atendimento ao Cliente) e do Processo de Serviços de Campo, bem como a atualização da infraestrutura tecnológica dos módulos CCS (Leitura, Faturamento e Arrecadação) e ERP (Suprimentos e Finanças). Vale destacar que esta nova versão do sistema SAP/CCS é a mais moderna disponível no mercado e trará uma série de benefícios à AES Eletropaulo e aos seus clientes, dentre os quais, destacam-se: (i) respostas mais rápidas e completas ao consumidor; (ii) melhor controle dos serviços de campo; e (iii) redução de reclamação.
- **Nova loja AES Eletropaulo:** em abril/16 inauguramos uma nova Loja de São Miguel, com 10 posições atendimento, proporcionando maior conforto e agilidade aos consumidores dessa região.
- **Ações para melhoria do acesso ao medidor:** realização de campanhas de orientação e conscientização dos consumidores sobre a importância de acesso do leiturista ao centro de medição. Nas peças informativas, destacam-se os motivos de impedimento, a observação da data de leitura do medidor e os impactos ao consumidor em caso de impedimento de leitura.

Para acompanhar o impacto das ações no nível de satisfação, a AES Eletropaulo realiza pesquisas mensais com os clientes, tendo como base a pesquisa da Abradee.

⁴ Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida, em pesquisa promovida pela ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica).

Ações de Negociação

Apesar da redução representada pela sinalização das bandeiras tarifárias, o aumento das tarifas ocorridos em 2015 ainda tem grande impacto no orçamento dos clientes e consequentemente geram inadimplência dos mesmos com a empresa. Sendo assim, para mitigar o impacto das ações de cobrança na satisfação do cliente, AES Eletropaulo tem realizado ações para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e facilitar o pagamento. Entre essas ações, destacam-se os Feirões de Negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. Além de colocarem suas contas "em dia", os clientes podem se tornar aptos à obtenção de crédito e à busca de empregos. No período de fevereiro a junho de 2016, a Companhia realizou 4 megafeirões, atendendo a cerca de 1411 pessoas em lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Esta ação resultou em 786 acordos, totalizando R\$ 1,6 milhão em negociações.

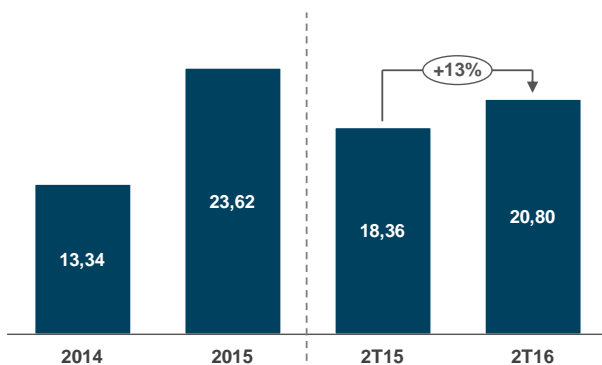
DESEMPENHO OPERACIONAL

OPERAÇÃO

Os critérios de cálculo do DEC ("Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora") e FEC ("Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora"), definidos pela Aneel, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

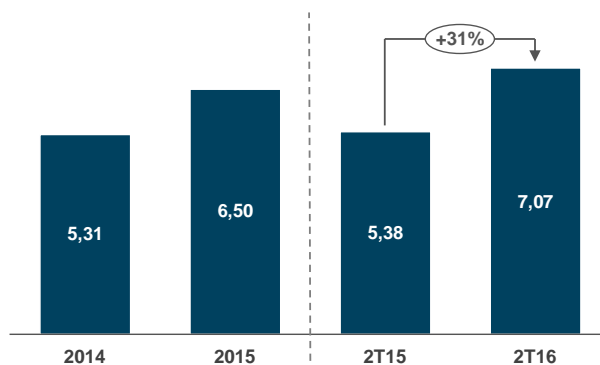
As transgressões dos limites de DEC e FEC são definidos pela Aneel para a distribuidora e são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, sendo que o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica da instalação do cliente (alta, média ou baixa tensão) como a localização geográfica da instalação.

DEC - horas (últimos 12 meses)



Referência Aneel – 2015: 8,06 horas / 2016: 8,01 horas

FEC - vezes (últimos 12 meses)



Referência Aneel - 2015: 5,95 vezes / 2016: 5,91 vezes

DEC e FEC - (últimos 12 meses)⁵

O índice FEC estimado do 2T16 foi de 7,07 vezes, um aumento de 31% em comparação ao indicador estimado do 2T15, que foi de 5,38 vezes. Esse aumento é explicado principalmente pelo aumento significativo de execução de manutenção preventiva e poda de árvores programadas cuja participação da parcela programada em relação ao DEC total (interrupção programada e não programada) aumento em 164%. Adicionalmente, durante o 2T16, tivemos uma maior severidade dos eventos climáticos atípicos como a passagem de um ciclone extratropical pela área de concessão da AES Eletropaulo no mês maio/16 e o fenômeno climático denominado "microexplosão" que ocorreu no estado de São Paulo e refletiu nos indicadores de performance da AES Eletropaulo na primeira semana de junho de 2016. No segundo semestre de 2015 e no mês de fevereiro de 2016, a área de concessão da Companhia foi impactada

⁵ Valores de DEC e FEC preliminares, sujeitos a atualização após finalização do processo de reprocessamento dos indicadores. Valores referentes aos últimos 12 meses findos no último mês de cada período.

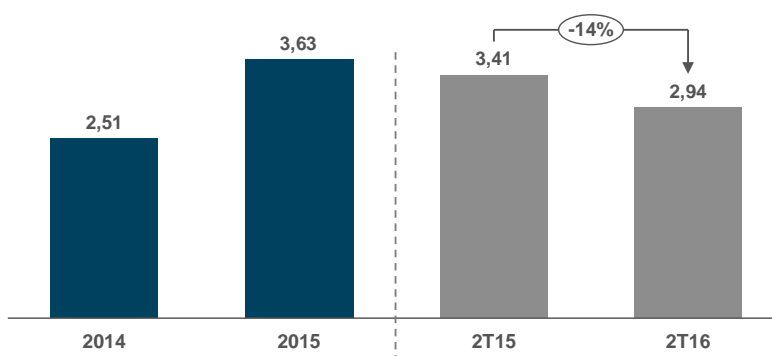
negativamente pelo efeito El Niño que causou um volume de chuvas e ventos maiores que as médias históricas dos respectivos períodos.

O indicador DEC estimado do 2T16 atingiu 20,80 horas, o que representa uma elevação de 13% em relação ao valor estimado do 2T15 de 18,36 horas, justificada pelas mesmas causas acima mencionadas.

Apesar do aumento de 13% do DEC ao longo dos últimos 12 meses findos em junho de 2016 versus o mesmo período de 2015, podemos observar uma melhora importante de 14% no tempo médio da duração das interrupções (“DM” - Duração Média das Interrupções), que é um indicador da eficácia do processo de restabelecimento de energia, passando de 3,41 horas para 2,94 horas. Conforme podemos observar na ilustração abaixo, a redução da DM se dá em função das ações tomadas no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, principalmente:

- (i) melhorias implementadas no processo de despacho de turmas para atendimento de emergência - equipe técnica composta de 173 técnicos e supervisores;
- (ii) melhora da eficiência do atendimento de emergência - atualmente 523 equipes compostas por ~1,600 eletricitas;
- (iii) aumento da automação da rede de distribuição com a instalação de 320 religadores automáticos no primeiro semestre de 2016.

Duração Média das Interrupções (horas médias dos últimos 12 meses)



Em 2015, com base nos dados e projeções disponíveis até o momento, a AES Eletropaulo registrou uma provisão no valor de R\$ 152,5 milhões referente às inconsistências dos indicadores de qualidade identificadas no 3T15. Ao longo do 2T16, a Companhia efetuou, por meio de desconto nas faturas, a devolução aos seus clientes no montante de R\$ 3,6 milhões do DIC/FIC/DMIC/DICRI. No entanto, dado que o processo de apuração dos indicadores desde 2011 continua em curso, foi provisionado um adicional de R\$ 3,2 milhões referente ao DIC/FIC/DMIC/DICRI. A distribuição do saldo das provisões, que representa a melhor estimativa da Companhia para quatro componentes até o momento, estão da seguinte forma:

- (i) compensação aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI, no montante de R\$ 23,0 milhões;
- (ii) componente Xq do Fator X que indexa a tarifa, no montante de R\$ 58,1 milhões;
- (iii) possíveis penalidades a serem estabelecidas pelo órgão regulador que substituem quaisquer outras penalidades emitidas perante a companhia para o mesmo período em relação aos indicadores de qualidade, no montante de R\$ 35,0 milhões; e
- (iv) atualização monetária no montante de R\$ 14,1 milhões, dos quais R\$ 4,3 milhões é referente ao DIC/FIC/DMIC/DICRI e R\$ 9,8 milhões ao Fator Xq.

A variação do saldo das provisões ante o reportado no 4T15 se dá conforme a tabela abaixo:

Saldo da Provisão (R\$ milhões)	4T15	1T16	2T16	Variação 1T16 x 2T16
Fator Xq	58,1	58,1	58,1	-
DIC/FIC/DMIC/DICRI	48,4	21,3	23,0	1,8
Possíveis Penalidades	35,0	35,0	35,0	-
Atualização Monetária	11,0	14,0	14,1	0,1
Total	152,5	128,4	130,3	1,9

CONSUMO

Consumo - GWh ¹	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Residencial	3.988,3	4.035,0	1,2%	8.073,0	7.958,2	-1,4%
Comercial	3.072,5	3.117,5	1,5%	6.390,7	6.262,2	-2,0%
Industrial	1.193,5	1.089,9	-8,7%	2.388,0	2.127,0	-10,9%
Demais	700,2	704,4	0,6%	1.410,2	1.393,7	-1,2%
Mercado Cativo	8.954,6	8.946,9	-0,1%	18.261,9	17.741,1	-2,9%
Clientes Livres	2.083,6	2.053,2	-1,5%	4.160,6	3.979,3	-4,4%
Mercado Total	11.038,2	11.000,1	-0,3%	22.422,5	21.720,4	-3,1%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Residencial	3.988,3	4.035,0	1,2%	8.073,0	7.958,2	-1,4%
Comercial	3.621,9	3.699,1	2,1%	7.524,6	7.391,8	-1,8%
Industrial	2.385,4	2.220,1	-6,9%	4.726,1	4.295,5	-9,1%
Demais	1.042,5	1.045,9	0,3%	2.098,8	2.075,0	-1,1%
Total	11.038,2	11.000,1	-0,3%	22.422,5	21.720,4	-3,1%

1- Não inclui Consumo Próprio

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 2T16 com um volume de 11.000,1 GWh, praticamente em linha ao 2T15 (11.038,2 GWh). Esse desempenho se deve principalmente pela melhora das classes residencial e comercial, que foram fortemente impactadas pela elevação da temperatura, principalmente em abr/16, quando as temperaturas máximas ficaram 3,3°C acima das temperaturas de abr/15. Por outro lado, a continuidade da crise econômica e dos aumentos tarifários em 2015 continuaram a impactar negativamente o consumo no trimestre. A classe industrial, que continua com desempenho negativo na produção, teve queda de 6,9%, enquanto as classes residencial e comercial tiveram crescimento de 1,2% e 2,1%, respectivamente. O 2T16 teve 0,8 dia a mais de faturamento (+55 GWh) e excluindo-se esse impacto do mercado total, a queda seria de 0,7% no período.

O mercado cativo, cuja participação é de 81% do mercado total, apresentou decréscimo de 0,1% em relação ao 2T15, totalizando 8.946,9 GWh no 2T16. O mercado cativo foi influenciado por: (i) 0,8 dia a mais de faturamento; (ii) migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre); e (iii) retorno de clientes para o mercado cativo. Desconsiderada a influência desses fatores, o mercado cativo teria crescimento de 0,1% em relação ao 2T15.

No 1S16, o mercado total na área de concessão da Companhia teve queda de 3,1% em comparação ao 1S15, com desempenho negativo das classes, principalmente da classe industrial que reduziu o consumo em 9,1% refletindo a queda da Produção Industrial do Estado de São Paulo que caiu 9,8% no acumulado até mai/16 em relação ao mesmo período de 2015, segundo dados do IBGE. Nesse período houve 0,4 dia a mais de faturamento (+43 GWh) e desligamentos de clientes (-28 GWh), excluindo esses efeitos, o mercado total cairia 3,2%. O desempenho reflete a piora no cenário econômico e aumento das tarifas de energia, como já foi citado anteriormente.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 4.035,0 GWh no 2T16, com aumento de 1,2% em relação ao 2T15. A classe foi influenciada no 2T16 pelos seguintes fatores: (i) temperaturas em abril acima da média histórica, que influenciaram o aumento do consumo; (ii) 0,4 dia a mais de faturamento (+13 GWh), que se fosse desconsiderado faria com que a classe crescesse 0,8%; (iii) ao mesmo tempo em que houve queda no

consumo por consumidor de 209 KWh/mês para 207 KWh/mês no trimestre, ou seja, queda de 1,2%, apesar do incremento de 165 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 2T16; (iv) e pelos aumentos da tarifa de energia elétrica em 2015.

No 1S16, a classe residencial teve redução de 1,4% em relação ao mesmo período de 2015. Parte dessa queda é explicada pela queda de 4,7% do rendimento real da RMSP no acumulado até abr/16 e parte devido ao aumento nas tarifas. No período houve 0,5 dias a mais de faturamento (+21 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial tivesse queda 1,7% na mesma comparação com 2015.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 3.117,5 GWh no 2T16 com crescimento de 1,5% na comparação com o 2T15. A classe foi influenciada no trimestre por: (i) temperaturas elevadas em abril; (ii) 0,9 dia a mais de faturamento (+26 GWh); que juntos mais que compensaram os efeitos negativos da migração de clientes ao ACL (-35 GWh) e o desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo nos meses de abril e maio/16, que teve queda de 5,8%. Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe cresceria 1,7% no período.

No ano acumulado até jun/16, a classe comercial cativa reduziu o consumo em 2,0%, reflexo do fraco desempenho do comércio no Estado de São Paulo, que teve queda de 6,1% no acumulado até mai/16⁶. O impacto da migração de clientes ao ACL (-43 GWh) foi mais que compensado pelo 0,4 dia a mais de faturamento (+11 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe cairia 1,5% no período.

Industrial

No 2T16, o consumo da classe industrial cativa reduziu 8,7% na comparação com o 2T15, totalizando 1.089,9 GWh. Esse desempenho é reflexo da queda na atividade industrial no Estado de São Paulo que caiu 4,2% nos meses de abril e maio/16. Além do efeito da economia, o trimestre teve 0,9 dia a mais de faturamento (+11 GWh) e migração de clientes para o mercado livre (-37 GWh), que se descontados fariam com a classe tivesse queda de 6,7%.

No ano 1S16, a classe industrial cativa apresentou redução de 10,9% no consumo em comparação ao mesmo período de 2015. Os principais impactos no trimestre foram: (i) migração de clientes ao ACL (-40 GWh); (ii) 0,4 dia a mais de faturamento (+8 GWh); e (iii) redução de 9,8% da produção industrial no Estado de São Paulo até mai/16⁷ para se adequar à demanda mais fraca, resultando na adoção de sistema de layoff (suspensão temporária dos contratos), férias coletivas e licenças remuneradas principalmente no setor automobilístico. Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 9,7%.

Poderes Públicos e Outros (clientes rurais, iluminação pública, tração elétrica e água/esgoto)

O consumo cativo das demais classes foi de 704,4 GWh no 2T16, um acréscimo de 0,6% em relação ao 2T15, impactado por 0,7 dia a mais de faturamento no trimestre (+5 GWh). Esse resultado é devido à atividade de água/esgoto que cresceu 8,9% no 2T16, devido a retomada da utilização das bombas d'água, que no ano passado reduziram consumo atrelada à crise hídrica. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cairiam 0,1% no trimestre.

Já o 1S16, o consumo cativo das demais classes apresentou uma queda de 1,2% em relação ao 1S15. A classe de poder público é responsável pela queda de 0,9% dos -1,2%, quando reduziu seu consumo em 1,9%. Desconsiderando o efeito de 0,2 dia a mais de faturamento (+3 GWh), o consumo das demais classes reduziria 1,4%.

Clientes Livres

No 2T16, houve migração de 58 clientes do mercado cativo ao mercado livre ("ACL"), totalizando 599 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.053,2 GWh no 2T16, uma redução de 1,5% quando comparado ao 2T15 devido, principalmente, ao fraco desempenho da atividade econômica. Essa queda só não foi maior devido à migração de clientes ao mercado livre.

⁶ Previsão de divulgação das informações de junho/2016 para agosto/2016

No período, 58 unidades consumidoras migraram para o ACL e 2 unidades retornaram para o ACR. O efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 59 GWh no ACL. Contudo, 2 unidades foram desligadas (-2 GWh) no período, o que se descontados fariam com que o mercado tivesse queda de 4,0% no trimestre.

No 1S16, o mercado faturado dos clientes livres reduziu 4,4% em função da piora da atividade econômica. No período, 67 unidades consumidoras migraram para o ACL e 2 unidades retornaram para o ACR e o efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 109 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Contudo, 7 unidades foram desligadas (-25 GWh) no período. Excluindo-se todos esses efeitos, o mercado livre teria redução de 5,6% no 1S16 em relação ao 1S15.

Cientes Livres	Período ³	Número unidades	GWh Faturado	Período ³	Número unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	1T16	545	1.926	1T15	546	2.084
Saída para Rede Básica	2T16	-	-	LTM ⁴	-	-
Unidades desligadas	2T16	(2)	(2)	LTM ⁴	(8)	(25)
Unidades novas	2T16	-	-	LTM ⁴	-	-
Migração para ACL ¹	2T16	58	60	LTM ⁴	63	111
Retorno para o ACR ²	2T16	(2)	(1)	LTM ⁴	(2)	(3)
Total de unidades	2T16	599	2.053	2T16	599	2.053

1 - ACL: Ambiente de Contratação Livre; 2 - ACR: Ambiente de Contratação Regulada; 3 - Último mês do período; 4 - LTM (Last Twelve Months - últimos doze meses)

BALANÇO ENERGÉTICO DO 2T16

SUPRIMENTO (GWh)		ENERGIA REQUERIDA 10.145	FATURAMENTO (GWh)	
Itaipu	2.279		4.040	Residencial
Bilateral Tietê	-		3.113	Comercial
Bilateral Outros	-		1.090	Industrial
Proinfa	214		704	P.Público e Outros
Leilão (hídrico)	6.101		9	Consumo Próprio
Leilão (térmico)	2.496		239	Perda Transmissão
CCEE	(944)		951	Perda Distribuição

A AES Eletropaulo encerrou o 2T16 com um nível de contratação de energia equivalente a 109,3% da sua carga cativa. O superávit de 944 GWh de energia acumulado pela Companhia foi vendido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Conforme anteriormente referenciado, a previsão do nível de contratação médio da Companhia para o ano de 2016 é de aproximadamente 114%, influenciado principalmente pela contratação de energia pela Companhia no A-1 de 2015 e migração de clientes especiais.

Em relação ao primeiro fator, cabe ressaltar que, em dezembro de 2015, em cumprimento à regulação vigente, a Companhia declarou compulsoriamente no leilão de reposição A-1 o mínimo obrigatório de 96% do volume da energia vinculada ao contrato bilateral com a AES Tietê com a ressalva, em sua declaração, de que a mesma excedia a necessidade da Companhia. No dia 03 de agosto, foi publicado o Decreto 8.828, alterando o Decreto 5.163 de 2004, retirando a trava de obrigação de declaração para os montantes de

reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Companhia em relação a obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro/2015.

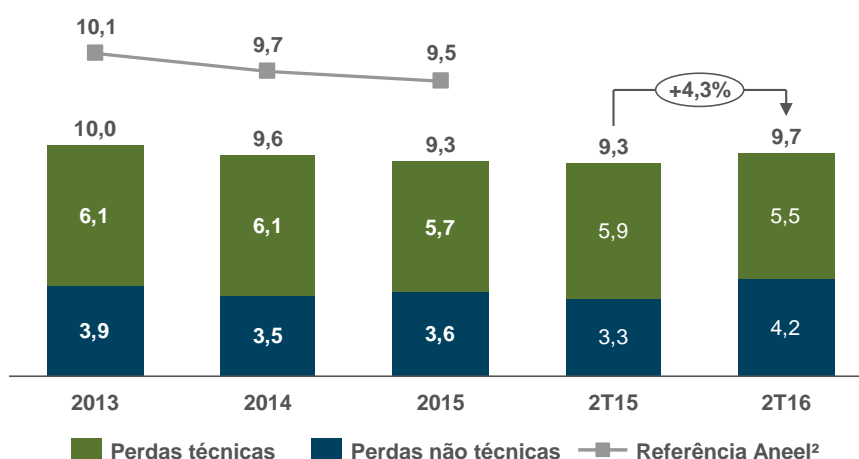
O segundo fator é a migração de clientes especiais do mercado cativo ao mercado livre, e seguindo orientação em Reunião de Diretoria da Aneel, a Companhia apresentou o recurso administrativo de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais.

Baseando-se em parecer técnico de um escritório renomado de advocacia, a Companhia entende que a sobrecontratação oriunda dos fatores acima mencionados se enquadram como involuntária e seus efeitos devem ser repassados aos seus consumidores, reestabelecendo assim, seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro.

Excluindo o efeito da sobrecontratação involuntária referente ao leilão A-1 e migração de consumidores especiais, a projeção de sobrecontratação para o ano de 2016 reduz para 0,75 p.p. acima do limite regulatório refletindo a retração do mercado e com impacto de R\$ 8,2 milhões no primeiro semestre de 2016.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2015/2016: 9,4%



1. Valores estimados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas do mercado de baixa tensão determinado pela Aneel

2. Referência Aneel de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil

O percentual de perdas é a taxa obtida com a divisão da diferença entre a energia medida na fronteira e a energia faturada dos clientes (descontada do faturamento retroativo da cobrança das fraudes) pelo total do suprimento de energia medido na fronteira nos últimos 12 meses (48.217 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,66%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,47%) e não técnicas (4,19%). Em comparação ao 2T15, as perdas totais apresentaram um aumento de 0,39 ponto percentual, decorrente dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico atual, apesar da Companhia manter todo o esforço possível visando combater o crescimento das perdas. Nesse cenário, a AES Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 2T16 aproximadamente 482 mil famílias foram beneficiadas com este programa, contra 388 mil no 2T15, um aumento de 94 mil novas famílias.

Dentre as principais ações promovidas para a redução de perdas, incluindo os esforços com a população de baixa renda, destacam-se:

- (i) **inspeções de fraude:** tem por objetivo identificar instalações com erros de medição, seja por defeitos nos equipamentos ou por ações de má fé. No 2T16 foram realizadas 102,7 mil inspeções e identificadas 20,5 mil irregularidades, contra 104,2 mil inspeções e 14,9 mil irregularidades no 2T15. No 1S16 foram realizadas 188,1 mil inspeções e identificadas 34,4 mil

irregularidades, contra 168,0 mil inspeções e 23,5 mil irregularidades no 1S15. Este aumento de 12,0% nas inspeções deve-se à alocação das equipes de combate às perdas às atividades de emergência, durante o 1S15.

- (ii) **programa de recuperação de instalações cortadas:** tem por objetivo recuperar as instalações de clientes cortados por inadimplência e que, ao não efetuarem a quitação dos débitos pendentes, passam a consumir energia de forma irregular. No 2T16, foram realizadas 114,7 mil visitas e 22,2 mil instalações foram recuperadas, ante 116,3 mil visitas e 19,8 mil instalações recuperadas no 2T15. No 1S16 foram realizadas 211,7 mil visitas e 40,5 mil instalações foram recuperadas, ante 229,2 mil visitas e 27,3 mil instalações recuperadas no 1S15. Este aumento de 48,4% na quantidade de instalações recuperadas é fruto da revisão e melhorias nos processos da Companhia. A empresa vem atuando fortemente nesta iniciativa desde 2011 e intensificou estas ações em 2015, visando combater o crescimento das perdas na empresa com os aumentos tarifários que ocorreram ao longo de 2015.
- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 2T16, foram regularizadas 11,4 mil ligações informais, contra 19,2 mil regularizações no 2T15. No 1S16 foram regularizadas 24,1 mil instalações informais, contra 33,8 mil instalações no 1S15. A Companhia iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 700 mil instalações já foram regularizadas.

No 2T16, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 67,7 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 160,1 GWh de energia, ante os 145,8 GWh adicionados no 2T15. No 1S16 foram acrescentados 316,1 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R\$ 133,8 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) **inspeções de combate à fraude:** R\$ 34,9 milhões (88,4 GWh) no 1S16, sendo R\$ 18,1 milhões (46,1 GWh) no 2T16;
- (ii) **regularização de ligações informais:** R\$ 30,2 milhões (70,2 GWh) no 1S16, sendo R\$ 14,3 milhões (33,2 GWh) no 2T16;
- (iii) **recuperação de clientes cortados:** R\$ 11,8 milhões (27,4 GWh) no 1S16, sendo R\$ 6,2 milhões (14,5 GWh) no 2T16;
- (iv) **outras iniciativas de combate a perdas comerciais:** R\$ 47,8 milhões (111,0 GWh) no 1S16, sendo R\$ 25,0 milhões (58,1 GWh) no 2T16;
- (v) **faturamento de energia retroativa de consumo irregular:** R\$ 9,1 milhões (19,1 GWh) no 1S16, sendo R\$ 4,1 milhões (8,2 GWh) no 2T16.

Recicle Mais, Pague Menos

O Recicle Mais, Pague Menos é um projeto do programa de eficiência energética da Companhia que oferece desconto na conta de energia elétrica dos clientes residenciais em troca de materiais recicláveis. Não existe limite de desconto para os clientes. Desta forma, o cliente pode zerar a conta de energia elétrica do mês ou até mesmo gerar um crédito para o mês seguinte.

Este programa tem se mostrado um importante alternativa para os clientes conciliarem suas contas energia elétrica no orçamento familiar, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência e melhorar o índice de recuperação de receita.

No 2T16, 1.220 novos clientes se cadastraram, totalizando 47 mil acumulados desde o início do programa, frente a 34 mil clientes cadastrados até o 2T15. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 39 mil com a coleta de 264 toneladas de resíduos no trimestre, frente a R\$ 27 mil (245 toneladas) no 2T15. Os valores concedidos como bônus aos clientes retornam para a companhia por meio da recicladora contratada pelo projeto que compra os materiais recicláveis, de forma que a receita da Companhia não sofra alteração. O projeto segue com exposição positiva na mídia com destaque em veículos relevantes, como o jornal DCI (Diário Comércio Indústria & Serviços) durante o 2T16.

Tarifa Social de Energia Elétrica

A Resolução Normativa 572/2013 de 13/08/2013, com vigência a partir de 12/12/2013, estabelece procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa

Social de Energia Elétrica - TSEE. Com a referida Resolução, o cliente que não atender aos critérios estabelecidos perderá o direito a Tarifa Social, sendo que as distribuidoras deverão comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício.

Para minimizar tal impacto aos clientes, AES Eletropaulo tem realizado diversas medidas, como elaboração de material específico e distribuição nos canais de atendimento em prefeituras e comunidades; realização de reuniões específicas sobre o tema para representantes dos 24 municípios da área de concessão, para líderes comunitários e PROCON; inclusão de matéria específica de capa no jornal que é distribuído às comunidades; realização de treinamento para as equipes de atendimento, envio de correspondência específica a clientes com potencial de descadastramento; realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos clientes por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

O “Relatório de Descadastramento 2014”, definido pela ANEEL, estabelecia o descadastramento para aproximadamente 221 mil clientes nos meses de janeiro, março e maio de 2015. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo e iniciativa dos clientes em atualizar os dados no CadÚnico em junho de 2016, o número foi reduzido para aproximadamente 158 mil unidades consumidoras, sem o benefício da Tarifa Social, referente ao ciclo de 2014.

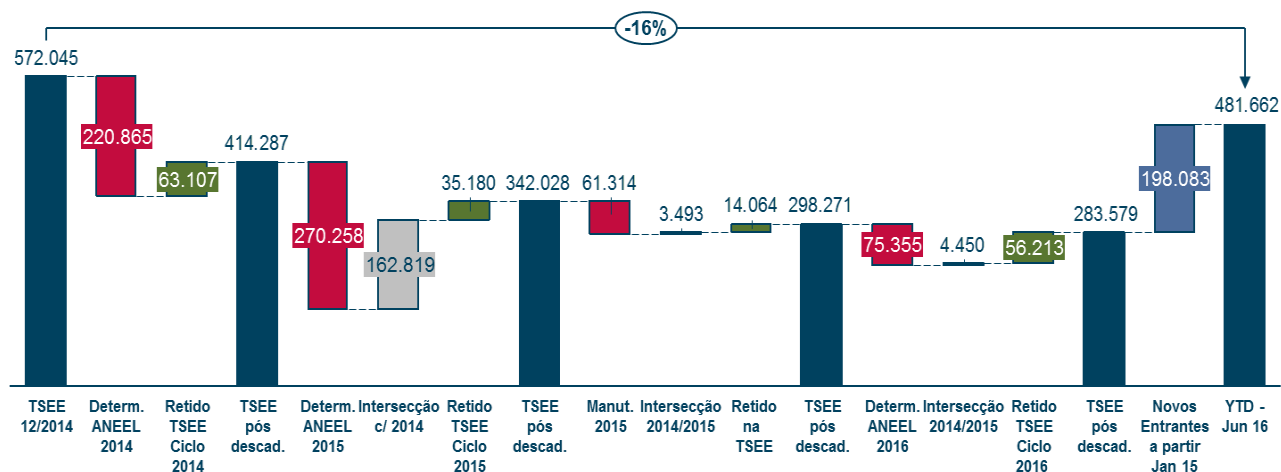
Para o Ciclo do “Relatório de Descadastramento 2015”, a ANEEL estabeleceu aproximadamente 270 mil descadastramentos para os meses de junho e julho de 2015. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, somadas às iniciativas do cliente em atualizar os dados no CadÚnico, esse número foi reduzido para aproximadamente 72 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em junho de 2016, referente ao ciclo de 2015.

Considerando o processo de “Manutenção do Benefício da Tarifa Social”, que ocorre todo ano no mês de julho, identificamos a necessidade de descadastramento para aproximadamente 61 mil clientes nos meses de setembro e outubro 2015. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, somadas às iniciativas do cliente em atualizar os dados no CadÚnico, esse número foi reduzido para 43 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em junho de 2016, referente ao processo de Manutenção do Benefício de 2015.

Para o Ciclo do “Relatório de Descadastramento 2016”, a ANEEL estabeleceu aproximadamente 75 mil descadastramentos para o mês de maio de 2016. Com as medidas tomadas pela AES Eletropaulo, somadas às iniciativas do cliente em atualizar os dados no CadÚnico, esse número foi reduzido para aproximadamente 15 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em junho de 2016, referente ao ciclo de 2016.

A partir de 10/05/2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que define novas diretrizes para o procedimento de comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE, podendo refletir nos valores informados para o próximo trimestre.

Em junho de 2016, foram faturados 481.662 clientes com a Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE.



Eficiência no Uso de Recursos e Disciplina na Execução

Maximizar valor antecipando e reduzindo riscos e impactos econômicos, sociais e ambientais também é um dos compromissos das empresas da AES Brasil.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R\$ 5.010 milhões no segundo trimestre de 2016, uma diminuição de R\$ 1.257 milhões, ou -20,0%, quando comparada ao 2T15.

Esse desempenho é explicado principalmente pela:

- (i) redução de R\$ 1.270,4 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial Líquido, principalmente em função da redução do encargo da CDE e da redução da compra de energia para revenda;
- (ii) redução de R\$ 462,6 milhões do faturamento das bandeiras tarifárias dado que a bandeira tarifária no 2T16 era verde e no 2T15 vermelha;
- (iii) redução de R\$ 158,0 milhões com a venda de energia no curto prazo em função do menor PLD no período apesar do maior volume vendido; compensado parcialmente pelo
- (iv) aumento de R\$ 631,1 milhões da receita de fornecimento (ex- bandeira tarifária) devido ao aumento da tarifa em comparação ao 2T15.

No acumulado do ano de 2016, a receita operacional bruta da Companhia foi de R\$ 10.419,4 milhões, uma redução de R\$ 854,7 milhões, ou -7,6%, quando comparada ao acumulado do primeiro semestre de 2015. Esse resultado é principalmente em função da:

- (i) redução de R\$ 2.169,2 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial Líquido principalmente em função da redução do encargo da CDE e da redução da compra de energia para revenda;
- (ii) redução de R\$ 196,8 milhões na venda de energia no curto prazo em função do menor PLD no período;
- (iii) diminuição de R\$ 410,7 milhões referentes às bandeiras tarifárias que vem decrescendo desde o início do ano enquanto se manteve vermelha ao longo de 2015; compensado parcialmente pelo
- (iv) total de fornecimento (ex- Bandeira Tarifária) de R\$ 1.917,8 milhões devido e aumento do preço de energia apesar da redução do volume consumido.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 44% da receita operacional bruta no 2T16, totalizando R\$ 2.209,6 milhões, uma diminuição de R\$ 587,5 milhões quando comparado ao 2T15. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pela diminuição de R\$ 141,9 milhões com encargos da CDE após o reajuste negativo do encargo em dezembro de 2015;
- (ii) pela diminuição de R\$ 511,4 milhões de encargo com a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) refletindo a bandeira verde do período; compensado parcialmente:
- (iii) pelo aumento em R\$ 43,0 milhões na conta de PIS/COFINS/ISS em função da maior base de cálculo; e
- (iv) pelo aumento em R\$ 29,9 milhões na conta de ICMS.

No acumulado do ano de 2016, a dedução da receita operacional totalizou R\$ 4.738,7, um aumento de R\$ 119 milhões frente ao 2S15, ou 2,6%, explicado principalmente:

- (i) pelo aumento de R\$ 255,6 milhões com encargos da CDE;
- (ii) pelo aumento em R\$ 293,9 milhões na conta de ICMS; e

- (iii) pelo aumento em R\$ 148,2 milhões na conta de PIS/COFINS/ISS; parcialmente compensado:
- (iv) pela diminuição de R\$ 567,7 milhões de encargo com a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”).

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 2T16, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 2.800,4 milhões, 19,3% menor que os R\$ 3.469,8 milhões registrados no 2T15. Além das variações apresentadas acima, apresentamos:

- (i) efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente que, até a liminar concedida em favor da Companhia no início de janeiro de 2015 impactava negativamente a tarifa da Companhia. Em cumprimento à liminar mencionada, a Companhia passou a reaver o montante pago pela Companhia no 2S15 por meio da tarifa implementada na Revisão Tarifária Periódica de julho de 2015. Sendo assim, o ativo possivelmente inexistente não apresentou impacto no 2T15 versus um efeito positivo de R\$ 43,2 milhões no 2T16; e
- (ii) efeito negativo no 2T15 da amortização do passivo financeiro setorial líquido formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica, em R\$ 100,7 milhões que deixou de compor a tarifa da Companhia na Revisão Tarifária de julho/15 e não refletiu impacto na receita da Eletropaulo no 2T16.

No acumulado do ano de 2016, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 5.680,7 milhões, 14,6% menor que os R\$ 6.654,4 milhões registrados no 2S15. Além das variações apresentadas acima, no 1S16 apresentamos:

- (i) um efeito positivo da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, que apresentou um impacto negativo nos primeiros oito dias úteis de 2015 no montante de R\$ 7,2 milhões versus um efeito positivo de R\$ 86,3 milhões no 1S16; e
- (ii) efeito negativo no 1S15 da amortização do passivo financeiro setorial líquido formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica, em R\$ 201,4 milhões não apresentando impacto na Receita da Companhia no 1S16.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.429,6 milhões no 2T16, uma redução de 21,3% em relação ao 2T15. No acumulado do ano, a Companhia registrou um número de R\$ 4.986,9 milhões, refletindo redução de 14,8% em relação ao 1S15. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Parcela A	2.596,5	1.798,9	-30,7%	4.855,9	3.767,5	-22,4%
Energia Comprada para Revenda	2.330,4	1.582,4	-32,1%	4.349,1	3.177,2	-26,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	266,1	216,5	-18,7%	506,8	590,3	16,5%
PMSO	489,8	630,7	28,8%	999,0	1.219,4	22,1%
Pessoal e Entidade de Previdência	248,6	276,1	11,1%	487,8	538,3	10,4%
Pessoal	169,8	195,6	15,2%	330,2	378,7	14,7%
Entidade de Previdência	78,8	80,5	2,2%	157,6	159,6	1,3%
Materiais	10,7	21,2	98,2%	21,3	40,4	90,2%
Serviços de Terceiros	113,5	148,7	31,1%	226,0	281,7	24,7%
Outros	117,0	184,7	57,9%	264,0	358,9	35,9%
Total	3.086,2	2.429,6	-21,3%	5.854,9	4.986,9	-14,8%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 2T16, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 32,1%, ou R\$ 748,0 milhões, em comparação ao 2T15, totalizando R\$ 1.582,4 milhões. Em dezembro de 2015, houve redução na tarifa efetiva da energia comprada de Itaipú na ordem de 10,9% e redução da tarifa média nos leilões de energia em 39,4% em comparação ao 2T15. Abaixo estão detalhadas as variações nas despesas com compra de energia elétrica:

- (i) **AES Tietê:** Em 31 de dezembro de 2015, encerrou-se o contrato bilateral entre AES Eletropaulo e a AES Tietê. Desta forma, em dezembro de 2015 a AES Eletropaulo participou do leilão de energia existente A-1 recontratando essa energia por uma tarifa média de R\$ 142,00/MWh, 34,9% menor que o preço final do contrato com a AES Tietê de R\$ 217,90/MWh;
- (ii) **Itaipú:** redução de R\$ 153,2 milhões refletindo a redução de 0,5% do volume de energia adquirida no período e a redução da tarifa média em 25,1% incorporada em dezembro de 2015 apesar da depreciação do Real (R\$) em relação ao mesmo período de 2015;
- (iii) **Leilões⁷:** redução de R\$ 144,2 milhões, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de 25,4% do volume de energia compensado por uma redução de 32,6% do preço médio, resultando em uma redução de R\$ 79,2 milhões das despesas; e
 - b. **Hídricas:** aumento de 58,5% do volume de energia comprada principalmente em função do fim do contrato bilateral com a AES Tietê e contratação do seu volume no leilão A-1 de dezembro/15. Apesar do alto volume de energia comprada, a redução de 41,8% da tarifa média contribuiu para a redução de R\$ 65,0 milhões no 2T16 contra o 2T15.

No 1S16, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 26,9%, ou R\$ 1.172,0 milhões, em comparação ao 1S15, totalizando R\$ 3.177,2 milhões. Essa variação se deu em função da redução da tarifa média de Itaipú na ordem de 18,3% e a tarifa média nos leilões de energia de 33,3%. Além disso, em dezembro de 2015, a Companhia concluiu o contrato bilateral com a AES Tietê. Desta forma, a AES Eletropaulo participou do leilão de energia existente A-1 recontratando com tarifa média menor que o preço final do contrato com a AES Tietê de R\$ 217,90/MWh.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)	2T15 Part.	2T16 Part.	1S15 Part.	1S16 Part.
AES Tietê	206,3	-	-100,0%	206,3	-	-100,0%	25,5%	-	25,4%	-
Itaipú	260,6	195,1	-25,1%	251,4	205,3	-18,3%	21,2%	21,2%	21,2%	21,0%
Leilão	233,7	141,7	-39,4%	211,1	140,8	-33,3%	53,3%	78,8%	53,4%	79,0%
<i>Térmica</i>	261,5	176,3	-32,6%	271,7	187,2	-31,1%	18,0%	22,7%	17,8%	22,9%
<i>Hídrica</i>	219,5	127,7	-41,8%	180,9	121,8	-32,6%	35,3%	56,1%	35,6%	56,1%
Tarifa	232,4	153,0	-34,2%	218,4	154,3	-29,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
AES Tietê	2.769	-	-100,0%	5.509	-	-100,0%
Itaipú	2.304	2.291	-0,5%	4.587	4.553	-0,7%
Leilão	5.791	8.531	47,3%	11.578	17.133	48,0%
<i>Térmica</i>	1.958	2.456	25,4%	3.854	4.967	28,9%
<i>Hídrica</i>	3.833	6.075	58,5%	7.723	12.166	57,5%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Outros	239	213	-10,6%	459	418	-8,7%
Volume	11.103	11.036	-0,6%	22.133	22.105	-0,1%

⁷ Inclui Angra 1 e 2, cotas e risco hidrológico.

Custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 216,5 milhões no 2T16, uma redução de 18,7%, ou R\$ 49,7 milhões em comparação ao 2T15. A redução é devida principalmente pelo:

- (i) redução de R\$ 49,4 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”) principalmente em função do menor despacho de térmicas fora da ordem de mérito, não refletido no preço da energia no mercado de curto prazo;
- (ii) redução de R\$ 16,7 milhões com Encargos de Uso da Rede Básica; parcialmente compensado pelo
- (iii) efeito positivo no 2T15 de R\$ 13,2 milhões do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva (CONER) destinado à restituição aos usuários no 2T15, o que não ocorreu no 2T16; e
- (iv) R\$ 4,9 milhões do menor crédito com PIS/COFINS neste trimestre.

No acumulado do ano, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 590,3 milhões, uma redução de 85,9%, ou R\$ 83,5 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. O aumento é devido principalmente pelo:

- (i) redução de R\$ 77,7 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”) principalmente em função do menor despacho de térmicas fora da ordem de mérito no período acumulado, não refletido no preço do mercado de curto prazo;
- (ii) efeito positivo no 1S15 de R\$ 46,8 milhões em função do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva (CONER) destinado à restituição aos usuários, o que não ocorreu no 1S16; parcialmente compensado pela
- (iii) aumento de R\$ 37,8 milhões com Encargos de Uso da Rede Básica;
- (iv) R\$ 8,4 milhões do maior crédito com PIS/COFINS neste semestre.

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 2T16, o PMSO reportado foi de R\$ 630,7 milhões, um aumento de 28,8% ou R\$ 141 milhões em comparação com o mesmo período do ano de 2015. O PMSO gerenciável da Companhia registrou um aumento de 22,9%.

O primeiro semestre de 2016 apresentou um PMSO reportado de R\$ 1.219,4, um aumento de 22,1% ou R\$ 220,4 milhões em comparação ao 1S15. O PMSO gerenciável do acumulado do ano totalizou R\$ 773,1 milhões, R\$ 134,7 milhões ou 21,1% acima do mesmo período de 2015. As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Pessoal	248,6	276,1	11,1%	487,8	538,3	10,4%
Material	10,7	21,2	98,2%	21,3	40,4	90,2%
Serviços de Terceiros	113,5	148,7	31,1%	226,0	281,7	24,7%
Outras Despesas	117,0	184,7	57,9%	264,0	358,9	35,9%
PMSO Reportado	489,8	630,7	28,8%	999,0	1.219,4	22,1%
Entidade de Previdência	78,8	80,5	2,2%	157,6	159,6	1,3%
PCLD e Baixas	35,1	92,0	161,8%	71,8	157,3	119,2%
Contingências	15,4	23,8	55,0%	38,0	25,5	-32,8%
Outros	35,2	34,6	-1,6%	93,3	103,9	11,4%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	325,3	399,8	22,9%	638,4	773,1	21,1%

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Pessoal e Encargos	169,8	195,6	15,2%	330,2	378,7	14,7%
Entidade de Previdência Privada	78,8	80,5	2,2%	157,6	159,6	1,3%
Total	248,6	276,1	11,1%	487,8	538,3	10,4%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 2T16, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 195,6 milhões, um aumento de 15,2% ou R\$ 25,8 milhões em comparação ao 2T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 13,0 milhões de despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade;
- (ii) R\$ 8,8 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de junho de 2015; e
- (iii) R\$ 3,5 milhões em assistência médica, um efeito do aumento da taxa de administração de 5,9% e inflação médica de 19,8%.

No 1S16, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 378,7 milhões, um aumento de 14,7% ou R\$ 48,5 milhões em comparação ao mesmo período de 2015. Esse aumento se dá, principalmente ao:

- (i) R\$ 27,3 milhões: despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 16,9 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de junho de 2015; e
- (iii) R\$ 4,8 milhões assistência médica, um efeito do aumento da taxa de administração de 5,9% e inflação médica de 19,8%.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 2T16, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 80,5 milhões, um aumento de 2,2% ou R\$ 1,7 milhão em comparação ao 2T15. Esse aumento decorre da taxa de desconto do passivo, acompanhando a NTN-B de 6,15% no encerramento de 2014 para 7,30% no recálculo de dezembro de 2015.

No 1S16, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 159,6 milhões um aumento de 1,3% ou R\$ 2,0 milhões em comparação ao 1S15. Conforme mencionado acima, esse aumento decorre do aumento da taxa de desconto do passivo, acompanhando a NTN-B de 6,15% no encerramento de 2014 para 7,30% no recálculo de dezembro de 2015.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 2T16, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 170,0 milhões, um aumento de 36,8% ou R\$ 45,7 milhões em comparação ao 2T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 28,6 milhões de despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 12,7 milhões fomento das ações de corte e cobrança para minimizar aumento de inadimplência (PCLD); e
- (iii) R\$ 3,6 milhões de maiores despesas relacionadas a frota, como manutenção e maior custo do combustível.

No 1S16, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 322,1 milhões, um aumento de 30,2% ou R\$ 75 milhões em comparação ao 1S15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 40,7 milhões: despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia;
- (ii) R\$ 24,0 milhões: fomento a ações de corte e cobrança, para minimizar aumento de inadimplência (PCLD);

(iii) R\$ 6,1 milhões: despesas relacionadas a frota, manutenção e combustível; e

(iv) contabilização de R\$ 2,7 milhões de despesas com provisão ambiental referente a investigações e remediações de algumas bases e Estações de Transmissão e Distribuição (“ETDs”) previamente contabilizado como despesa de Contingência.

Outras despesas operacionais

As principais despesas incluídas neste grupo são: (a) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) e Baixas; (b) Provisão de litígios e contingências e (c) Demais Despesas.

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
PCLD	35,1	92,0	161,8%	71,8	157,3	119,2%
Provisão de Litígio e Contingências	15,4	23,8	55,0%	38,0	25,5	-32,8%
Demais despesas*	66,5	68,8	3,6%	154,3	176,1	14,1%
Total	117,0	184,7	57,9%	264,0	358,9	35,9%

* Multas, arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

No 2T16, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 184,7 milhões, um aumento de 57,9% ou R\$ 67,7 milhões em comparação ao 2T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 56,9 milhões de maiores despesas com PCLD, refletindo o cenário macroeconômico e revisões tarifárias de 2015, e associadas:
 - a. R\$ 42,1 milhões referente ao aumento de 55,9% do “ticket médio” e o aumento médio de 18,1% do número de clientes inadimplentes;
 - b. R\$ 9,0 milhões do descadastramento de 129 mil instalações que perderam o benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (“TSEE”);
 - c. reversão de R\$ 6,7 milhões devido a acordos e regularizações de prefeituras e uma instituição pública no 2T15; e
 - d. R\$ 5,8 milhões referente a provisão de clientes em situação falimentar.
- (ii) R\$ 8,4 milhões de aumento das despesas com Contingências associadas:
 - a. R\$ 3,1 milhões referente ao acúmulo de decisões trabalhista desfavoráveis;
 - b. R\$ 2,9 milhões referente ao acúmulo de despesas com contingência cível; e
 - c. R\$ 2,2 milhões em reversão de casos de execução fiscal devido a remensuração das chances de perda para possíveis.
- (iii) R\$ 2,4 milhões de aumento com Demais Despesas em função do:
 - a. aumento em R\$ 10,2 milhões com multas de DIC/FIC/DMIC/DICRI, refletindo aumento dos indicadores DEC e FEC; compensado pela
 - b. redução em R\$ 6,8 milhões referente à baixa do ativo financeiro setorial.

No 1S16, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 358,9 milhões, um aumento de 35,9% ou R\$ 94,9 milhões em comparação ao 2T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) R\$ 85,5 milhões de maiores despesas com PCLD associadas:
 - a. R\$ 61,6 milhões referente ao aumento de 58,1% do “ticket médio” e o aumento médio de 58,1% do número de clientes inadimplentes; e
 - b. R\$ 22,0 milhões do descadastramento de 241 mil instalações que perderam o benefício da TSEE (Tarifa Social de Energia Elétrica); e
 - c. reversão de R\$ 6,7 milhões devido a acordos e regularizações de prefeituras e uma instituição pública no 2T15; e
 - d. R\$ 13,7 milhões referente a provisão de clientes em situação falimentar; compensado por
 - e. R\$ 7,0 milhões da reversão da provisão referente ao imposto de iluminação pública cobrado na conta de luz (“CIP / COSIP”) no 1T16.

- (ii) R\$ 12,5 milhões de redução das despesas com Contingências associadas:
 - a. redução em R\$ 5,1 milhões referente ao acúmulo de decisões trabalhista desfavoráveis no 1T15;
 - b. R\$ 3,9 milhões em reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba; e
 - c. R\$ 2,7 milhões reversão das despesas com provisão ambiental, referente a investigações e remediações de algumas bases e ETDs, reclassificadas como Serviços de Terceiros no 1T16.
- (iii) R\$ 21,8 milhões de aumento com Demais Despesas em função do:
 - a. aumento em R\$ 45,5 milhões com multas de DIC/FIC/DMIC/DICRI, refletindo aumento dos indicadores DEC e FEC; compensado pela
 - b. redução em R\$ 22,9 milhões referente a perdas na desativação de bens principalmente em função de baixas de medidores realizadas no início de 2015 em preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária.

EBITDA Ajustado⁸

No 2T16, o Ebitda ajustado pelo ativo possivelmente inexistente e pelo fundo de pensão foi de R\$ 228,0 milhões, contra R\$ 313,9 milhões no 2T15. Os seguintes fatores explicam a redução de R\$ 85,9 milhões:

- (i) o efeito líquido da sobrecontratação de energia no 2T16 foi positivo em R\$ 50,1 milhões e uma variação positiva em relação ao mesmo período de 2015 de R\$ 0,9 milhão, conforme a seguir:
 - a. reversão de R\$ 38,0 milhões do efeito negativo do 1T16 sendo R\$ 42,1 milhões o montante total menos R\$ 4,1 milhões do efeito dos 0,75 pontos percentuais que excedem a cobertura tarifária de 105% do nível de contratação;
 - b. com a mudança de metodologia de cálculo do preço médio de compra da companhia ("PMix") onde não é mais reconhecido o risco hidrológico, a diferença de preço entre o PMix e o PLD resultou em um efeito positivo de R\$ 16,2 milhões referentes à sobrecontratação de 2015; compensado por
 - c. efeito negativo de R\$ 4,1 milhões da sobrecontratação no 2T16; e
 - d. efeito positivo de R\$ 49,2 milhões reconhecido no 2T15.
- (ii) R\$ 74,5 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável; e
- (iii) R\$ 64,7 referente aos custos não gerenciáveis conforme mencionados acima.

O Ebitda reportado no 2T16 foi de R\$ 190,7 milhões, ante um Ebitda de R\$ 235,1 milhões no 2T15, uma redução de R\$ 44,4 milhões.

No acumulado do ano, o Ebitda ajustado pelo ativo possivelmente inexistente e pelo fundo de pensão foi de R\$ 445,0 milhões, contra R\$ 698,0 milhões no 1S15. Os seguintes fatores explicam a redução de R\$ 253 milhões:

- (i) efeito positivo de R\$ 8,0 milhões no semestre e uma variação negativa de R\$ 41,2 milhões da sobrecontratação de energia em comparação ao primeiro semestre de 2015, conforme a seguir:
 - a. efeito positivo de R\$ 16,2 milhões no 2T16 referente a sobrecontratação de 2015 em função da redução do PMix do período; compensado pelo
 - b. efeito negativo da sobrecontratação do 1S16 em R\$ 8,2 milhões; e
 - c. pelo reconhecimento de um efeito positivo no 1S15 de R\$ 49,2 milhões.
- (ii) R\$ 137,7 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável; e

⁸ Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente e despesas com fundo de pensão.

(iii) R\$ 83,7 referente aos custos não gerenciáveis conforme mencionados acima.

O Ebitda reportado no 1S16 foi de R\$ 371,8 milhões, ante um Ebitda de R\$ 533,2 milhões no 1S15, uma redução de R\$ 161,5 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 2T16 um resultado financeiro negativo em R\$ 58,0 milhões, ante um resultado financeiro negativo de R\$ 12,0 milhões no 2T15. A redução de 48,7 milhões comparado ao 2T15 se dá, sobretudo, ao aumento dos encargos de dívida e à redução da atualização dos ativos financeiros setoriais.

No 1S16, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 75,2 milhões porem maior que o o resultado financeiro foi negativo em R\$ 126,2 milhões registrado no 1S15 em função, principalmente, do efeito positivo da variação cambial de Itaipú no 1T16.

As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 102,9 milhões no 2T16, uma redução de 13,2% em relação aos R\$ 118,5 milhões registrados no 2T15. Esse desempenho é explicado pela:

- (i) redução de R\$ 48,7 milhões referentes a atualização dos ativos financeiros setoriais líquido; parcialmente compensado pelo
- (ii) aumento de R\$ 14,3 milhões em função da atualização da cobrança retroativa do PIS/COFINS em regime não-cumulativo não previsto na tarifa homologada pela ANEEL; e
- (iii) aumento de R\$ 9,3 milhões referentes as multas contratuais, multas sobre contas de energia elétrica e juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso.

No 1S16, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 227,7 milhões, um aumento de 13,6% em relação aos R\$ 200,5 milhões no primeiro semestre do ano passado. Esta variação pode ser explicada pelo:

- (i) aumento de R\$ 30,8 milhões referentes as multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso em decorrência, principalmente, dos aumentos tarifários; e
- (ii) aumento de R\$ 14,2 milhões em função da atualização da cobrança retroativa do PIS/COFINS em regime não-cumulativo não previsto na tarifa homologada pela ANEEL; parcialmente compensado pela
- (iii) redução de R\$ 19,7 milhões referentes atualização dos ativos financeiros setoriais líquido; e
- (iv) redução de R\$ 7,0 milhões dos rendimentos das aplicações financeiras.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 2T16 totalizaram R\$ 182,9 milhões, um aumento de 22,3% em comparação ao 2T15 (R\$ 149,5 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelo:

- (i) aumento do encargo das dívidas em R\$ 30,4 milhões em função do aumento no saldo da dívida bruta (18ª e 19ª emissão de debêntures ao longo de 2015) e do aumento da taxa CDI; e
- (ii) aumento de R\$ 2,0 milhões das despesas com cartas de fiança e seguros garantia; parcialmente compensado pela
- (iii) redução de R\$ 6,2 milhões de despesas com atualização monetária de tributos.

No 1S16, a Companhia registrou despesa financeira de R\$ 346,7 milhões, um aumento de 21,5% em relação aos R\$ 285,3 milhões do primeiro semestre do ano passado. Esta variação pode ser explicada pelo:

- (iv) aumento do encargo das dívidas em R\$ 61,7 milhões em função do aumento no saldo da dívida bruta (18ª e 19ª emissão de debêntures ao longo de 2015) e do aumento da taxa CDI; e
- (v) aumento de R\$ 5,7 milhões das despesas com cartas de fiança e seguros garantia; parcialmente compensado pela

- (vi) redução de R\$ 11,7 milhões de despesas com atualização monetária de processos judiciais principalmente em função da reversão da provisão da Prefeitura de Pindamonhangaba no 1T15 (R\$ 5,9 milhões).

Variações Cambiais Líquidas

No 2T16, as variações cambiais líquidas apresentaram um ganho de R\$ 21,9 milhões, um aumento de 15,5% em relação aos R\$ 19,0 milhões registrados no 2T15 principalmente em função da tendência de queda do dólar americano utilizado na provisão da energia de Itaipú liquidada no segundo mês subsequente.

No primeiro semestre de 2016, as variações cambiais líquidas apresentaram um ganho de R\$ 41,5 milhões contra um prejuízo de R\$ 41,4 milhões no 1S15, conforme detalhado acima.

LUCRO LÍQUIDO

No 2T16, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 3,5 milhões versus um lucro líquido de R\$ 48,5 milhões no 2T15. Essa variação se dá, principalmente, em função do:

- (i) efeito positivo de R\$ 84,7 milhões do mix de mercado e tarifa, refletindo o aumento tarifário de julho de 2015 apesar da redução de 0,3% do mercado total; e
- (ii) de R\$ 18,1 milhões de depreciação e amortização dado uma despesa maior não recorrente registrada no 2T15 com o intuito de preparar a Base de Remuneração Regulatório para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária; compensado pelo
- (iii) efeito negativo de R\$ 24,5 milhões da energia sobrecontratada considerando:
 - a. ganho de R\$ 32,5 milhões apresentado no 2T15;
 - b. reconhecimento no 2T15 de um ganho de R\$ 10,7 milhões da sobrecontratação de 2015 refletindo o expurgo do Risco Hidrológico do cálculo do PMix; e
 - c. o impacto negativo de R\$ 2,7 milhões do 2T16
- (iv) efeito negativo de R\$ 93,0 milhões de despesas operacionais; e
- (v) resultado financeiro menor no período em R\$ 30,4 milhões principalmente em função de maiores despesas com encargos de dívidas.

No 1S16, o lucro líquido da AES Eletropaulo foi de R\$ 34,1 milhões, uma redução de R\$ 61,2 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$ 95,3 milhões no 1S15. Essa variação deve-se ao:

- (i) efeito positivo de R\$ 61,5 milhões de mercado e tarifa;
- (ii) redução de R\$ 16,3 milhões de depreciação e amortização em função do reconhecimento de uma despesa adicional de depreciação não recorrente no 2T15; e
- (iii) efeito positivo de R\$ 33,6 milhões com resultado financeiro principalmente em função da variação cambial de Itaipú beneficiada pela valorização do Real; compensado pelo
- (iv) efeito negativo de R\$ 145,4 milhões do aumento das despesas operacionais; e
- (v) efeito negativo de R\$ 27,2 milhões da sobrecontratação de energia considerando
 - a. ganho de R\$ 32,5 milhões apresentado no 1S15; e
 - b. impacto negativo de R\$ 5,4 milhões do 1S16; compensado pelo
 - c. reconhecimento no 2T15 de um ganho de R\$ 10,7 milhões da sobrecontratação de 2015 refletindo o expurgo do Risco Hidrológico do cálculo do PMix.

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

Segundo as normas da Aneel, a diferença entre os itens não gerenciáveis, considerados no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária, e os valores efetivamente incorridos pelas distribuidoras devem ser registrados para efeitos regulatórios em contas temporárias no balanço patrimonial e na demonstração de resultados regulatórios das distribuidoras. Essas contas podem ser credoras ou devedoras, a depender da

variação dos custos realizados nos ciclos tarifários. Eventuais saldos dos ciclos serão adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual ou revisão tarifária seguinte, o que for aplicável, e serão amortizados no próximo ano tarifário (período de 12 meses após a data do reajuste ou revisão).

Com a adoção do IFRS nas demonstrações contábeis societárias, as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos deixaram de ser contabilizadas nas demonstrações financeiras da Companhia, gerando volatilidade no resultado.

A partir de Dezembro de 2014, a Companhia passou a reconhecer no resultado determinados ativos e passivos, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade - e com a assinatura do 4º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que garante à AES Eletropaulo a indenização, quando da extinção da concessão, dos valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de “Parcela A” - CVA.

No quadro abaixo está demonstrado o impacto das variações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo:

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	334,3	(10,6)	-103,2%	(76,4)	559,0	-831,9%
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(822,4)	724,2	-188,1%	(838,9)	920,0	-209,7%
Total	(488,1)	713,6	-246,2%	(915,3)	1.479,0	-261,6%

No 2T16, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a -R\$ 10,6 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 724,2 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou efeito de caixa positivo de R\$ 713,6 milhões a ser eventualmente repassado aos seus consumidores, explicado principalmente pela:

- (i) menor despesa com custos de energia contratada, resultando em um passivo financeiro setorial líquido no período de R\$ 859,1 milhões;
- (ii) efeito positivo de R\$ 409,6 milhões referentes à redução do encargo CDE em janeiro e junho de 2016 apesar do consumo neutro no período;
- (iii) menor custo com energia de Itaipú, principalmente em função da valorização do real diante o dólar americano versus o câmbio considerado na tarifa, resultando em um ativo financeiro setorial líquido de R\$ 2,2 milhões compensados por
- (iv) acúmulo de R\$ 113 milhões de ativo financeiro setorial líquido referente à sobrecontratação de energia sendo que o preço de mercado de curto prazo está menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da companhia;
- (v) R\$ 339,7 milhões da variação cambial referente ao descasamento entre a provisão e a liquidação da fatura de Itaipú considerando a tendência de queda do câmbio ao longo do segundo trimestre de 2016, parcialmente.

No acumulado do ano, os itens a ser compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 559 milhões e os itens financeiros setoriais líquidos de ciclos anteriores correspondem a R\$ 920 milhões. Dessa forma, a variação dos itens financeiros setoriais líquidos em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R\$ 1.479 milhões de descasamento do fluxo de caixa da Companhia, explicado principalmente pela:

- (i) menor despesa com custos de energia contratada, resultando em um passivo financeiro setorial líquido no período de R\$ 1.577,6 milhões considerando o benefício da bandeira tarifária no montante de R\$ 265,1 milhões;
- (ii) efeito positivo de R\$ 736,9 milhões referentes à redução do encargo CDE em janeiro e junho de 2016 apesar da retração do consumo no período;
- (iii) menor custo com energia de Itaipú, principalmente em função da valorização do real diante o dólar americano versus o câmbio considerado na tarifa, resultando em um ativo financeiro setorial líquido de R\$ 473,4 milhões compensados por

- (iv) acúmulo de R\$ 262,8 milhões de ativo financeiro setorial líquido referente à sobrecontratação de energia, sendo que o preço de mercado de curto prazo está menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da companhia;
- (v) R\$ 37,7 milhões da variação cambial referente ao descasamento entre a provisão e a liquidação da fatura de Itaipú considerando a tendência de queda do câmbio ao longo do segundo trimestre de 2016, parcialmente.

A variação de Parcela A estimada pela companhia a ser compensada em períodos futuros é de -R\$ 138,1 milhões.

ENDIVIDAMENTO

Para fins de análise deste relatório, e de acordo com os critérios utilizados para o cálculo dos covenants da Companhia, consideramos o saldo devedor com o fundo de pensão de R\$ 1.358,3 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 2.303,9 milhões).

Em 30 de junho de 2016, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 1.338,9 milhões, valor R\$ 602,4 milhões superior ao mesmo período de 2015.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.710,2 milhões, uma redução de 2,6% em relação ao 2T15. Essa redução deve-se principalmente ao:

- (i) aumento de R\$ 602,4 milhões nas disponibilidades;
- (ii) amortização da 9ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 75 milhões, em agosto de 2015;
- (iii) amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 40 milhões, em dezembro de 2015;
- (iv) amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 55 milhões, em 2015 e de R\$ 107,3 milhões em 2016;
- (v) amortização da 17ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 100 milhões, em julho de 2015;
- (vi) amortização da CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 180 milhões, em novembro e dezembro de 2015;

Parcialmente compensados pela:

- (vii) 18ª emissão de debêntures em julho de 2015, no valor de R\$ 400 milhões;
- (viii) 19ª emissão de debêntures em dezembro de 2015, no valor de R\$ 320 milhões;
- (ix) emissão da CCB com o Banco ABC, no valor de R\$ 70 milhões;
- (x) liberações de recursos do FINEP no valor de R\$ 26 milhões em 2016;
- (xi) liberações de recursos do FINEM, no valor de R\$ 107 milhões em 2016;
- (xii) aumento do saldo do leasing em R\$40 milhões.

Dívida - R\$ milhões	2T15	2T16
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.222,7	3.690,9
Fundo de Pensão	1.324,8	1.358,3
(-) Disponibilidades ¹	736,5	1.338,9
Dívida Líquida	3.811,0	3.710,2
EBITDA (LTM)	1.449,0	911,1
Despesa com FCESP (LTM)	300,7	317,3
Ativos e Passivos regulatórios (LTM)	(462,7)	-
EBITDA Ajustado (LTM)	1.287,0	1.228,4
Despesa financeira sobre empréstimos²	393,0	515,7
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	2,96	3,02
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	3,27	2,38

1- Caixa + Títulos e Valores Mobiliários;

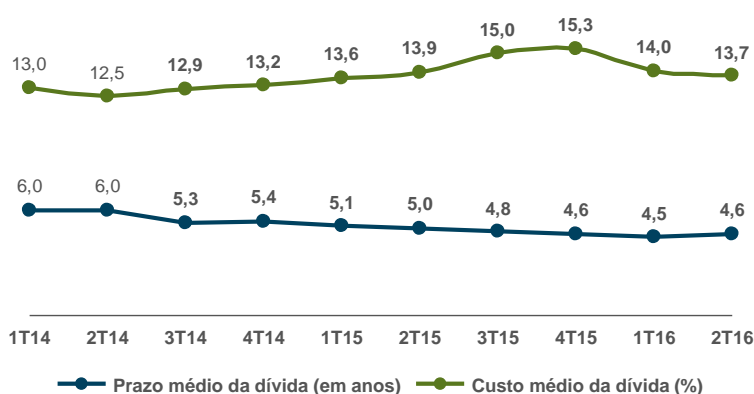
2 - Desp. Fin. para fins de covenant, não considera reserva de reversão/fees de debêntures

Em 30 de junho de 2015, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI totalizava R\$ 3.021,8 milhões e tinha um custo médio de CDI + 1,49% a.a. Em 30 de junho de 2016, este saldo passou para R\$ 3.306,5 milhões, um aumento de R\$ 284,7 milhões, e o custo médio aumentou para de CDI + 1,86% a.a. Essas variações se dão, principalmente, pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período descritos acima.

Em 30 de junho de 2015, o saldo da dívida atrelada aos demais índices, principalmente ao IGPDI + 5,5% a.a., totalizava R\$ 1.514,7 milhões. Em 30 de junho de 2016, este saldo passou a totalizar R\$ 1.691,6 milhões.

O prazo médio da dívida em 30 de junho de 2015 era de 4,97 anos, patamar superior ao prazo de 4,60 anos de 30 de junho de 2016 em função das novas emissões e pagamento de dívidas ao longo dos últimos doze meses.

Custo e Prazo Médio da dívida



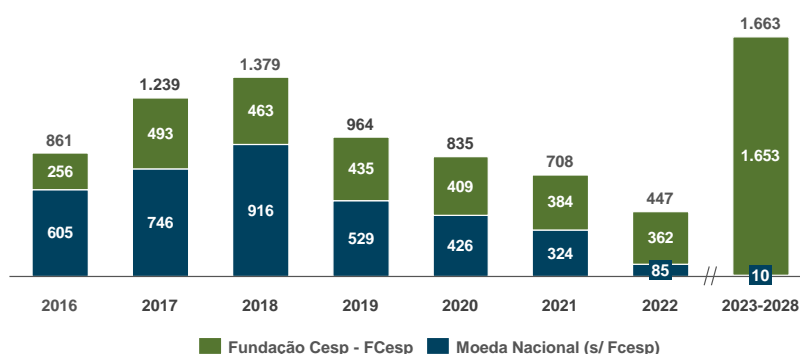
Considerando o Ebitda previsto nos covenants⁹ dos últimos 12 meses findos em 30 de junho de 2016, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 3,02x e Ebitda Ajustado/Despesa

⁹ O Ebitda ajustado corresponde ao somatório dos últimos doze meses do resultado operacional conforme demonstrativo contábil consolidado na linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), todos os montantes de depreciação e amortização, todos os montantes relativos com entidade de Previdência Privada classificado na conta de "custo de operação". Adicionalmente, os ajustes dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado operacional acima.

Financeira de 2,38x, permanecendo dentro dos limites descritos abaixo estabelecidos nos contratos de dívida:

- (i) Dívida Líquida/Ebitda Ajustado não podendo ser superior a 3,5x; e
- (ii) Ebitda Ajustado/Despesa Financeira não podendo ser inferior a 1,75x.

Cronograma de amortização da dívida - R\$ milhões¹⁰



INVESTIMENTOS

No 2T16, a AES Eletropaulo investiu R\$ 175,1 milhões. Do total, R\$ 150,7 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 24,4 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	59,0	72,6	23,0%	112,2	130,1	16,0%
Confiabilidade operacional	35,1	57,2	62,7%	60,4	95,2	57,8%
Recuperação de perdas	1,7	1,4	-18,8%	3,7	3,5	-7,0%
Tecnologia da Informação	10,4	6,9	-34,1%	22,7	18,4	-19,1%
Outros	6,0	12,6	109,7%	14,3	27,1	89,2%
Total com Recursos Próprios	112,3	150,7	34,2%	213,3	274,3	28,6%
Financiado pelo cliente	28,1	24,4	-12,9%	45,0	43,9	-2,5%
Total	140,4	175,1	24,7%	258,4	318,2	23,2%

Principais Investimentos - 2T16

Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visa atendimento do crescimento do mercado e a redução do risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica em condições regulares e em situações de emergência.

No 2T16, R\$ 42,2 milhões foram investidos na adição de 62,5 mil novos clientes, nas 160,3 mil religações de clientes e para a regularização de 11,4 mil clientes clandestinos e, na expansão foram investidos R\$ 30,3 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento, como destaque para este trimestre ressalta-se a conclusão de 14 recondutoramentos de saídas subterrâneas de circuitos de distribuição beneficiando aproximadamente 60 mil clientes. No 1S16, foram investidos R\$ 86,5 milhões na adição de 122,7 mil novos clientes, na religação 309,5 mil de clientes e para regularização de 23,8 mil clientes clandestinos. R\$ 43,4 milhões foram investidos na qualidade do fornecimento concluindo e energizando o setor 34,5 kV da ETD Cambuci e recondutoramentos descritos acima.

Confiabilidade Operacional

¹⁰ Fluxo composto por amortização de principal, juros acruados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 15" das Informações Trimestrais da Companhia.

Objetiva reduzir as ocorrências na rede elétrica, aumentando a continuidade do fornecimento, evitando acidentes com a população e modernizando a rede de distribuição.

No 2T16 foram investidos R\$ 57,2 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede e modernização da subtransmissão e redes subterrâneas. No acumulado do ano de 2016 foram investidos R\$ 95,2 milhões em projetos de atendimento ao cliente e expansão do sistema.

Recuperação de Perdas

Objetiva a diminuição das ligações ilegais, recuperação de receita e diminuição do risco para os clientes regulares da Companhia.

No 2T16 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R\$ 1,4 milhão. Foram realizadas 2,3 mil regularizações por meio de inspeções de fraude e anomalias. No acumulado do ano de 2016 foram investidos R\$ 3,5 milhões em recuperação de perdas.

Tecnologia da Informação

Visa melhorias no conjunto de atividades e soluções providas por recursos de computação buscando melhor produção, armazenamento, transmissão, acesso, segurança e uso das informações.

No 2T16 foram investidos R\$ 6,9 milhões em projetos de TI na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia. No acumulado do ano de 2016 foram investidos R\$ 18,4 milhões em projetos de TI.

Outros

No 2T16, foram investidos R\$ 12,6 milhões em outros projetos principalmente referente a renovação da frota de veículos, manutenções prediais e segurança eletrônica. No acumulado do ano de 2016 foram investidos R\$ 27,1.

Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 24,4 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros. No acumulado do ano de 2016 foram investidos R\$ 43,9 milhões em projetos autofinanciados.

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa* - R\$ milhões	2T15	2T16	Var.	1S15	1S16	Var.
Saldo inicial de caixa	1.124,5	775,4	(349,1)	909,2	531,2	(378,0)
Geração de caixa operacional	(0,4)	1.075,5	1.075,9	332,4	1.573,5	1.241,1
Investimentos	(139,0)	(179,5)	(40,5)	(315,9)	(372,7)	(56,9)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	(211,2)	(211,3)	(0,1)	(49,3)	(191,1)	(141,9)
Despesas com Fundo de Pensão	(60,8)	(111,6)	(50,8)	(131,1)	(172,7)	(41,6)
Imposto de Renda	(6,8)	(0,1)	6,7	(42,9)	(0,1)	42,8
Caixa restrito e/ou bloqueado	30,3	(9,4)	(39,7)	34,1	(29,1)	(63,2)
Caixa livre	(388,0)	563,6	951,5	(172,6)	807,7	980,4
Saldo final de caixa	736,5	1.338,9	602,4	736,5	1.338,9	602,4

* Fluxo de caixa ajustado em R\$ 483,6 milhões referente a pagamentos de março/16 realizados em abril/16

Destaques do Fluxo de Caixa do 2T15 em comparação ao 2T16

A Companhia registrou melhora de R\$ 1.076 milhões na geração de caixa operacional no 2T16 quando comparada ao 2T15 devido, principalmente:

- (i) Efeito positivo de R\$ 342,6 milhões referente a uma melhora na arrecadação líquida devido aos eventos tarifários de 2015
- (ii) Menores gastos com encargos setoriais no valor de R\$ 233,2 milhões, devido principalmente a queda nas despesas com CDE e Bandeira;
- (iii) Menores gastos com energia no valor de R\$ 570,5 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período, queda na tarifa da energia de Itaipu, e compensado por;

- (iv) Maiores gastos com despesas operacionais em R\$ 70,3 milhões devido ao programa de recuperação dos indicadores de qualidade;
- (v) Maior investimento no montante de R\$ 40,5 milhões em comparação ao 2T15.

O saldo líquido do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva de R\$ 31,5 milhões, devido ao menor volume de vencimentos durante o 2T16 quando comparado com o 2T15.

Destaques do Fluxo de Caixa do 1S15 em comparação ao 1S16

A Companhia registrou melhora de R\$ 1.241 milhões na geração de caixa operacional no 1S16 quando comparada ao 1S15 devido, principalmente:

- (i) Efeito positivo de R\$ 1.570 milhões referente a uma melhora na arrecadação líquida devido aos eventos tarifários de 2015;
- (ii) Menores gastos com energia no valor de R\$ 316,4 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período, queda na tarifa da energia de Itaipu, e compensado por;
- (iii) Alta dos custos com encargos setoriais no montante de R\$ 458,1 milhões, principalmente devido a CDE e;
- (iv) Maiores gastos com despesas operacionais em R\$ 187,4 devido ao programa de recuperação dos indicadores de qualidade;
- (v) Maior investimento no montante de R\$ 56,9 milhões em comparação ao 2S15.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações da AES Eletropaulo estão listadas no Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais). A Companhia também possui ADRs negociadas no Nível I do mercado de balcão norte-americano (OTC), sob o código EPUMY.

As ações preferenciais da Companhia, a partir de 01 de janeiro de 2015 passaram a não integrar a carteira teórica do Ibovespa, índice que retrata o comportamento dos principais papéis negociados na BM&FBovespa. No entanto, as ações da Companhia, atualmente, integram: (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), que mede o desempenho de uma carteira teórica composta por ações de companhias que oferecem melhores condições aos acionistas minoritários no caso de alienação do controle; (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), que mede o desempenho de companhias do setor elétrico; e (iii) o Índice Brasil 100 (IBrX) que mede o retorno de carteira teórica composta por 100 ações selecionadas entre as mais negociadas na BOVESPA

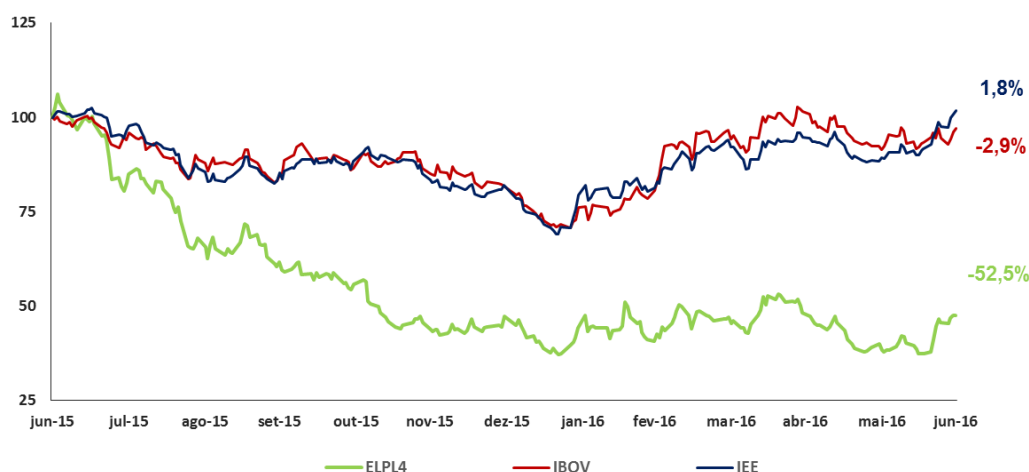
A Companhia também faz parte da carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE), que reúne as companhias que apresentam os melhores desempenhos sob o aspecto da sustentabilidade. A AES Eletropaulo integra esse índice desde a sua criação em 2005, o que reflete o reconhecimento do seu comprometimento com a responsabilidade social e sustentabilidade empresarial.

DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 2T16 cotadas a R\$ 8,45, registrando queda de 52,5% no período de 12 meses. O IEE apresentou um aumento de 1,8%, enquanto o Ibovespa retraiu em 2,93% nos últimos 12 meses.

Desde o início do 3T15 até o momento, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 593,5 mil negócios no período, média de 49,5 mil por mês, envolvendo cerca de 212,9 milhões de ações preferenciais, com volume médio diário de 865,4 mil no mercado à vista no período.

Desempenho das ações (últimos 12 Meses¹)



1 - Base 100: 30/06/2015;

DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Um dos principais desempenhos sociais da AES Eletropaulo está relacionado com a segurança de colaboradores próprios, contratados e população.

No 2T16, registrou-se uma taxa de acidentes sem afastamento com colaboradores próprios de 0,23, frente a 0,10 no 2T15. Também houve aumento na taxa de acidentes com colaboradores contratados, sem afastamento, de 0,12 para 0,55. Este incremento está relacionado a incidentes de menor gravidade, sem relação com energia elétrica, envolvendo tropeções, quedas de mesmo nível e movimentação de materiais. A taxa de acidentes com tempo perdido manteve-se igual em 0,03 no 2T16 em relação a 2T15 para colaboradores próprios e diminui de 0,08 no 2T15 para 0,04 no 2T16 com contratados.

Como estratégia para reforçar a cultura de segurança, a empresa intensificou a realização dos Diálogos de Segurança nas áreas operacionais e, em conjunto com a área de Psicologia Operacional, está desenvolvendo um programa específico para os operacionais com foco em “atenção concentrada”. Outro aspecto relevante é a programação da 2ª onda do Programa Líder em Ação que envolverá o treinamento das lideranças médias (Gerentes e Coordenadores) e lideranças de campo (Supervisores e Encarregados).

Metas	Indicadores	2014	2015	2T15	2T16
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0	0	0	0
Registrar taxa abaixo de 0,14 para acidentes com afastamento, em 2016	LTI Rate*- próprios	0,04	0,07	0,03	0,03
	LTI Rate*- contratados	0,07	0,11	0,08	0,04
Registrar taxa abaixo de 0,81 para acidentes sem afastamento, em 2016	Recordable Rate**- próprios	0,11	0,08	0,10	0,23
	Recordable Rate**- contratados	0,09	0,19	0,12	0,55
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2016	Nº de acidentes totais	68	91	40	48

* Taxa de acidentes registráveis (acidentes típicos, sem perda de dias de trabalho).

** Taxa de incidentes com tempo perdido (acidentes típicos, com perda de dias de trabalho).

O acompanhamento das taxas seguem os critérios pelo Occupational Safety & Health Administration (OSHA), agência do Departamento de Trabalho dos Estados Unidos. Até o 4T15, o reporte era realizado de acordo com os critérios da NBR 14.280, que ainda segue como referência para o reporte de fatalidades com colaboradores próprios e contratados.

Os acidentes com população aumentaram em 20% em comparação com o 2T15, no entanto, as fatalidades foram reduzidas de 7 para 6 no período. Os eventos têm como característica envolverem atividades de construção informal e em regiões de baixa renda.

Como ações, mantivemos a abordagem consistente com as campanhas de mídia de massa (TV, rádio e metrô) e Blitze junto às regiões de baixa renda. Como ações adicionais, tivemos:

Parceria com a ABRACOPEL (Associação Brasileira de Conscientização dos Perigos da Rede Elétrica) a AES Eletropaulo está realizando em sua área de concessão a etapa regional do 5º Concurso Nacional de Redação e Desenho, com o objetivo de incentivar a participação de crianças, adolescentes e professores no desenvolvimento dos conceitos de segurança no uso da eletricidade, de forma a plantar valiosas sementes de mudança de cultura para o futuro.

Firmamos também uma parceria com o SENAI (unidade Tatuapé, São Paulo) para a realização de palestras com foco nos perigos envolvendo a rede elétrica em atividades de construção civil. Atualmente, o SENAI Tatuapé é referência no Estado de São Paulo como um centro de excelência na formação de profissionais da construção civil. Estas palestras serão realizadas a partir de julho para as turmas dos cursos profissionalizantes (tais como "pedreiro revestidor", "carpinteiro de estruturas de telhados", "pintor imobiliário", etc.), cursos de aprendizagem (para menores) e curso técnico em edificações.

ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

COLABORADORES E COMUNIDADES

A AES Brasil tem como compromisso promover avanços no setor, educar a população para o consumo consciente e desenvolver colaboradores, parceiros e comunidades.

Um dos objetivos da AES Eletropaulo é a retenção de seus colaboradores, que contribui para a meta de atingir 85% de satisfação no ambiente de trabalho em 2016 - em 2015, esse índice foi de 78% na companhia. Um dos principais indicadores é a rotatividade voluntária, que no 2T16 apresentou redução em relação ao 2T15 (0,28% vs. 0,54%).

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	2T15	1T16	2T16
Rotatividade voluntária	1,98%	1,30%	0,35%	0,54%	0,35%	0,28%

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 11,4 mil famílias - cerca de 46 mil pessoas. Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência), a população pode abrir conta em banco e ter acesso a crédito, por exemplo.

Indicador de desempenho	2014	2015	1T15	2T15	1T16	2T16
Número de ligações regularizadas	59.096	67.043	14.616	19.151	12.636	11.418

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o sistema pelo qual a 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 Eletropaulo 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 eles seis efetivos e respectivos suplentes foram

indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um efetivo e respectivo suplente pelos colaboradores, um efetivo é membro independente e não possui suplente e um efetivo e respectivo suplente foi indicado/eleito por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

A Diretoria é composta por sete membros, incluindo o Diretor Presidente. Os membros da Diretoria Executiva desempenham suas funções de acordo com o objeto social da Companhia, conduzindo normalmente 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 disso, 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 dez membros, sendo cinco membros efetivos e respectivos suplentes, dos quais: três efetivos e respectivos suplentes foram indicados pela BNDESPAR; um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários ordinários; e um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas.

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

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* do Grupo AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa com a transparência e com a asseguuração da conduta ética em todos os seus negócios, bem como visando atender às legislações nacionais e estrangeiras aplicáveis. As iniciativas desenvolvidas no âmbito do programa visam resguardar os mais elevados níveis de integridade e de valores éticos junto a todos os públicos de relacionamento do Grupo.

O programa de educação e treinamento conta com diversas iniciativas relacionadas aos temas de Ética, Compliance, Valores Corporativos e Anticorrupção, entre outros, para colaboradores de todos os níveis hierárquicos das empresas.

Além disso, a AES Brasil conta com o AES Helpline, um canal de comunicação aberto a todos os públicos de relacionamento do Grupo e disponível 24 horas por dia e 365 dias do ano para receber e tratar alegações de desvio ético ou dúvidas relacionadas aos valores da empresa.

COMPLIANCE CONTRATUAL

A AES Eletropaulo está comprometida em conduzir negócios éticos com seus parceiros comerciais. Como parte do Programa de Ética e Compliance, antes de a empresa se engajar em qualquer transação comercial, a due diligence de compliance é conduzida para avaliar riscos de novos negócios com potenciais parceiros, prestadores de serviços ou fornecedores. Para tanto, a companhia realiza o mapeamento desses riscos de acordo com a legislação anti-corrupção norte americana *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA), a Lei Anticorrupção Brasileira e as demais determinações e vedações do quadro legal brasileiro.

OUTROS EVENTOS

Ativo possivelmente inexistente

Em 01 de julho de 2014, a Diretoria da Aneel deliberou sobre o pedido de reconsideração da AES Eletropaulo sobre a análise da procedência do recálculo das tarifas praticadas pela Companhia antes da data da sua 3ª Revisão Tarifária Periódica ("3RTP") para eventual desconto e restituição de parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente. A Diretoria da Aneel manteve a

decisão tomada em dezembro de 2013, que decidiu pela devolução das parcelas de remuneração e depreciação associadas ao ativo possivelmente inexistente em até quatro eventos tarifários. A Diretoria abriu também a possibilidade da Companhia questionar o subdimensionamento de outros ativos em serviço e que não são considerados na sua Base de Remuneração Regulatória.

Em 03 de Julho de 2014, a Aneel deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2014 a ser aplicado a partir de 4 de julho de 2014 e decidiu pela restituição de 50% das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, no valor de R\$ 326 milhões, gerando um impacto de -3,30% no reajuste total.

A Companhia ingressou com um pedido de reconsideração na esfera administrativa, requerendo a revisão da decisão pela Aneel na parte em que ela não acolheu o pedido subsidiário relativo ao subdimensionamento de outros ativos de serviço existentes. Durante o procedimento administrativo a Companhia foi amparada por uma liminar em Mandado de Segurança, que determinava que a restituição das parcelas de remuneração e depreciação só seriam devidas pela Companhia após o término da discussão na esfera administrativa e se a Companhia fosse condenada ao final. Em 12 de agosto de 2014, a Diretoria da Aneel decidiu não acolher o mérito desse pedido de reconsideração e confirmou o esgotamento da via recursal na esfera administrativa.

Em 19 de agosto de 2014 a Companhia deu início à discussão na esfera judicial por meio de ação que objetiva anular os Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e nº 2.176/2014, declarando a ilegalidade do recálculo retroativo das tarifas praticadas pela Eletropaulo anteriormente à data da sua 3RTP. Adicionalmente, a Companhia ingressou com pedido de liminar para suspender a inclusão do componente financeiro negativo na tarifa da companhia até a decisão final da ação judicial, caso a companhia seja futuramente condenada a restituir as parcelas de remuneração e depreciação sobre o ativo.

A liminar foi indeferida em 1ª instância e, em 02 de setembro de 2014, a companhia ingressou com recurso de Agravo de Instrumento na 2ª instância, e obteve a decisão liminar que determinou à Aneel o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo até o julgamento do mérito do recurso.

A Aneel alegou dificuldades de cumprir a liminar em função da complexidade dos procedimentos internos e solicitou a suspensão da liminar até o julgamento do recurso de Agravo de Instrumento.

Em outubro de 2014, o Desembargador Relator suspendeu o cumprimento da liminar até o julgamento do mérito do recurso de Agravo de Instrumento. Na ocasião desse julgamento, cuja decisão é determinada por três Desembargadores, o Desembargador Relator votou favoravelmente à Companhia pela manutenção da liminar. O Desembargador Revisor, no entanto, requereu um prazo adicional para analisar os argumentos de ambas as partes, suspendendo temporariamente o julgamento.

Em dezembro de 2014, o Desembargador Relator determinou à Aneel a republicação das tarifas da Companhia, excluindo o componente financeiro negativo de 3,3%, correspondente a 50% do valor do ativo possivelmente inexistente, que havia sido aplicado na tarifa homologada no dia 04 de julho de 2014. Em atendimento a essa determinação, em 05 de janeiro de 2015 a Aneel realizou Reunião de Diretoria e votou pela republicação das tarifas da Companhia, ocorrida no dia 08 de janeiro de 2015. O montante de R\$ 162,8 milhões, anteriormente restituído aos consumidores foi revertido à Companhia por meio da Revisão Tarifária de 2015, que considerando a atualização pela variação do IGP-M no período, totalizou o montante de R\$ 172,6 milhões recebido via tarifa no ciclo tarifário de julho de 2015 a julho de 2016.

Neste ínterim, em 07 de janeiro de 2015, a Aneel apresentou recurso ao Superior Tribunal de Justiça - STJ visando obter a suspensão dos efeitos da liminar concedida em favor da Companhia. Contudo, em 16 de janeiro de 2015, ao analisar o pleito da Aneel, o STJ indeferiu o pedido de suspensão, resultando na manutenção dos efeitos da liminar concedida.

A Aneel, em 10 de fevereiro de 2015, recorreu desta decisão ao Plenário do STJ, que é composto por todos os Ministros do Superior Tribunal. No dia 20 de maio de 2015, o STJ rejeitou o recurso, desta forma, a liminar obtida em 2ª instância continua válida e surtindo todos os seus efeitos.

Em 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF emitido pela ANEEL no montante de R\$ 143,3 milhões, em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação mencionado na nota explicativa nº 18.2.25, o qual determinava o registro contábil nos livros regulatórios do componente financeiro negativo de R\$ 626,1 milhões e suas atualizações (Cabo).

A Administração da Companhia mantém seu entendimento de que seguiu as regras estabelecidas pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSPEE, e, portanto, vem adotando todas as medidas cabíveis nas esferas administrativas e judiciais, para o cancelamento do referido Auto de Infração.

Tendo em vista a avaliação de seus advogados quanto às chances de perda na discussão do Auto de Infração ser possível, bem como pelo fato de não haver expectativa de desembolso de caixa futuro quanto ao referido Auto, nenhuma provisão foi constituída.

CTEEP/Eletrôbrás - Contrato de Financiamento

Em 17 de setembro de 2015, foi divulgado o laudo pericial sobre a disputa judicial que envolve a Eletrôbrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrôbrás"), a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("CTEEP") e a Companhia quanto à responsabilidade pelo pagamento do saldo do empréstimo contratado pela Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo, à época controlada pelo Estado de São Paulo, junto à Eletrôbrás, em 30 de outubro de 1986 ("Empréstimo").

O laudo é a primeira manifestação do perito judicial nomeado para auxiliar o Juízo de primeira instância (5ª Vara da Comarca do Rio de Janeiro) no esclarecimento de fatos. O documento, apesar de reconhecer as premissas técnicas defendidas pela AES Eletropaulo concernentes ao processo de cisão (anterior à privatização), emite opinião no sentido de que a responsabilidade pelo pagamento da diferença de correção do saldo do Empréstimo teria ficado com a Companhia.

Em 30 de setembro de 2015, a Eletropaulo protocolou junto à 5ª Vara Civil da Comarca do Rio de Janeiro o parecer dos assistentes técnicos a respeito do laudo e foram apresentados novos questionamentos ao perito judicial. Na mesma data, a CTEEP protocolou os seus comentários ao laudo e, em 06 de outubro de 2015, a Eletrôbrás apresentou novos quesitos ao Perito, requerendo a definição dos critérios de correção e o cálculo atualizado da dívida.

Em 25 de abril de 2016, a Eletropaulo apresentou em juízo pareceres de renomados contadores indicando que a Eletropaulo não é responsável pela dívida e em 12 de maio de 2016, protocolou petição (i.) requerendo o indeferimento do pedido da Eletrôbrás, (ii.) apresentando o critério de cálculo que entende correto e (iii.) argumentando que a definição de critérios é matéria de direito e tem que ser decidida pela Juíza antes de o Perito realizar o cálculo.

Em 29 de junho 2016 a Juíza determinou que a Eletrôbrás se manifestasse quanto à petição protocolada pela Eletropaulo no dia 12 de maio de 2016.

Em 12 de julho de 2016, a Eletrôbrás apresentou uma petição solicitando a rejeição do critério da Eletropaulo para o cálculo.

Em 22 de julho de 2016, Eletropaulo protocolou uma resposta à Eletrôbrás, reafirmando a correção dos seus critérios de cálculo e apresentou parecer jurídico do renomado advogado Sérgio Bermudes, o qual indica que a Eletropaulo não é responsável pela dívida em discussão e que os critérios de cálculo da Eletropaulo são corretos.

O juiz deverá decidir sobre os pedidos da Eletropaulo e Eletrôbrás antes de enviar os autos do processo para o perito responder os quesitos complementares.

Sobrevindo decisão desfavorável de mérito na 5ª Vara Civil da Comarca do Rio de Janeiro, a Eletropaulo recorrerá ao Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro, requerendo efeito suspensivo com o objetivo de evitar o reinício da execução.

Caso não seja obtido o efeito suspensivo referido acima, ou seja, posteriormente encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença com decisão final desfavorável à Eletropaulo, a Eletrôbrás poderá reiniciar o processo de execução contra a Companhia. No processo executivo, será necessário apresentar garantia nos termos do Código de Processo Civil Brasileiro.

É possível que, prosseguindo a execução, seja requerido o levantamento da garantia pela Eletrôbrás, mesmo antes da decisão final. Na eventualidade de a solicitação da Eletrôbrás ser deferida, a Companhia poderá ter um desembolso de caixa e impacto negativo em seu resultado, uma vez que o referido desembolso passará a ser tratado como um ativo contingente em vista da possibilidade de sua recuperação quando da decisão final do mérito da causa.

O escritório responsável mantém inalterada a avaliação de perda, que continua classificada como possível.

Renovação das Concessões

A ANEEL, em 10 de junho de 2015, abriu Audiência Pública (AP nº 038/2015) com objetivo de obter subsídios para o aprimoramento do modelo de termo aditivo ao contrato de concessão para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica.

Em 10 de setembro de 2015, visando a estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica, o Tribunal de Contas da União (TCU) determinou que a ANEEL regulamentasse alguns pontos que constavam em aberto na minuta do aditivo.

Em cumprimento a esta orientação do TCU, em 24 de setembro de 2015, a agência reabriu a audiência pública, com período para envio de contribuição de 25/9/2015 a 5/10/2015, visando obter subsídios exclusivamente a respeito dos critérios objetivos ensejadores da extinção da concessão e relacionados à apuração da qualidade do serviço e da gestão econômico-financeira.

A ANEEL, em 26 de outubro de 2015, após analisar as contribuições da sociedade, publicou o novo aditivo ao contrato de concessões vencidas e vincendas, através do Despacho 3.540/2015. Dentre outros pontos, os novos contratos de concessão impõem condicionantes de eficiência às distribuidoras: qualidade do serviço e sustentabilidade da gestão econômico-financeira. Os descumprimentos dos limites podem resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem a renovação das concessões.

Liminar ABRACE

Desde 2015, algumas associações de agentes do setor elétrico têm ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE. A primeira decisão liminar favorável foi obtida pela ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres).

Em resumo, a liminar determinava a exclusão do pagamento dos associados da ABRACE de itens de custos da CDE relacionados (i) à indenização das concessões renovadas, (ii) à subvenção para a redução tarifária equilibrada, (iii) aos restos a pagar da CDE em 2014, (iv) ao atraso das obras associadas às interligações de Manaus e Macapá ao Sistema Interligado Nacional; (v) ao valor que ultrapassar o preço de referência do transporte de gás natural do gasoduto Urucu-Coari-Manaus e (vi) ao combustível das Fases A e B da UTE Presidente Médici.

Para cumprir tal decisão, e como resultado da Audiência Pública nº 057/15, a ANEEL publicou em setembro de 2015 a Resolução Homologatória nº 1.967/2015, a qual homologou tarifas específicas para os clientes associados à ABRACE. Desse modo, tais clientes passaram a pagar tarifas reduzidas e como não houve uma redução do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás por parte das distribuidoras, estas passaram a assumir um custo financeiro até o seu próximo reajuste tarifário anual, quando a parcela desonerada da CDE aos associados da ABRACE seria rateada para os demais consumidores.

Em dezembro de 2015, por meio de decisão judicial, a qual deu provimento ao agravo de instrumento interposto pela ABRACE, as distribuidoras ficaram desobrigadas a repassar à Eletrobrás, a partir de janeiro de 2016, os valores não arrecadados da CDE dos clientes associados à liminar ABRACE.

Em junho de 2016, com o aumento dos processos judiciais contestando o encargo CDE após a liminar concedida à ABRACE, a ANEEL decidiu alterar a metodologia ora utilizada para a aplicação das liminares, conforme detalhado no Despacho ANEEL nº 1.576/16 e Nota Técnica nº 174/2016-SGT/ANEEL. Assim, conforme tal decisão, (i) as distribuidoras estão autorizadas a descontar do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás do valor não arrecadado devido a liminares e (ii) não haverá mais a necessidade de se apurar um componente financeiro para ser considerado nos reajustes tarifários.

Assim, para a AES Eletropaulo, não foi considerado no reajuste tarifário de 2016 componente financeiro relativo a liminar da ABRACE.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Gerência de Relações com Investidores		
Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aeseletropaulo@aes.com		
Gerente de RI		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI		
Bernardo Garcia	bernardo.almeida@aes.com	(11) 2195-2681
Danielle Mioni Acuy	danielle.mioni@aes.com	(11) 2195-2213
Ivan Martins Vaz	ivan.martins@aes.com	(11) 2195-2827

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Eletropaulo, 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.

ANEXOS

Consumo - GWh ¹	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Residencial	3.988,3	4.035,0	1,2%	8.073,0	7.958,2	-1,4%
Comercial	3.072,5	3.117,5	1,5%	6.390,7	6.262,2	-2,0%
Industrial	1.193,5	1.089,9	-8,7%	2.388,0	2.127,0	-10,9%
Demais	700,2	704,4	0,6%	1.410,2	1.393,7	-1,2%
Mercado Cativo	8.954,6	8.946,9	-0,1%	18.261,9	17.741,1	-2,9%
Cientes Livres	2.083,6	2.053,2	-1,5%	4.160,6	3.979,3	-4,4%
Mercado Total	11.038,2	11.000,1	-0,3%	22.422,5	21.720,4	-3,1%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Residencial	3.988,3	4.035,0	1,2%	8.073,0	7.958,2	-1,4%
Comercial	3.621,9	3.699,1	2,1%	7.524,6	7.391,8	-1,8%
Industrial	2.385,4	2.220,1	-6,9%	4.726,1	4.295,5	-9,1%
Demais	1.042,5	1.045,9	0,3%	2.098,8	2.075,0	-1,1%
Total	11.038,2	11.000,1	-0,3%	22.422,5	21.720,4	-3,1%

1- Não inclui Consumo Próprio

Faturamento - R\$ Milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Residencial	1.702,9	1.891,5	11,1%	3.047,3	3.824,1	25,5%
Industrial	502,2	464,5	-7,5%	888,0	939,0	5,7%
Comercial	1.396,9	1.385,7	-0,8%	2.509,9	2.892,4	15,2%
Demais	258,8	259,0	0,1%	457,6	532,1	16,3%
Total	3.860,7	4.000,8	3,6%	6.902,8	8.187,6	18,6%

Consumo Clientes Livres - GWh	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Comercial	549,4	581,5	5,9%	1.133,9	1.129,6	-0,4%
Industrial	1.191,9	1.130,2	-5,2%	2.338,1	2.168,5	-7,3%
Demais	342,3	341,5	-0,2%	688,6	681,2	-1,1%
Total	2.083,6	2.053,2	-1,5%	4.160,6	3.979,3	-4,4%

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUSD	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Receita Líquida	211,6	213,5	0,9%	318,8	414,9	30,1%
GWh	2.083,6	2.053,2	-1,5%	4.160,6	3.979,3	-4,4%
Tarifa (R\$ mil / GWh)	101,5	104,0	2,4%	76,6	104,3	36,1%

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)	2T15 Part.	2T16 Part.	1S15 Part.	1S16 Part.
AES Tietê	206,3	-	-100,0%	206,3	-	-100,0%	25,5%	-	25,4%	-
Itaipú	260,6	195,1	-25,1%	251,4	205,3	-18,3%	21,2%	21,2%	21,2%	21,0%
Leilão	233,7	141,7	-39,4%	211,1	140,8	-33,3%	53,3%	78,8%	53,4%	79,0%
<i>Térmica</i>	261,5	176,3	-32,6%	271,7	187,2	-31,1%	18,0%	22,7%	17,8%	22,9%
<i>Hídrica</i>	219,5	127,7	-41,8%	180,9	121,8	-32,6%	35,3%	56,1%	35,6%	56,1%
Tarifa	232,4	153,0	-34,2%	218,4	154,3	-29,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
AES Tietê	2.769	-	-100,0%	5.509	-	-100,0%
Itaipú	2.304	2.291	-0,5%	4.587	4.553	-0,7%
Leilão	5.791	8.531	47,3%	11.578	17.133	48,0%
<i>Térmica</i>	1.958	2.456	25,4%	3.854	4.967	28,9%
<i>Hídrica</i>	3.833	6.075	58,5%	7.723	12.166	57,5%
Energia no Curto Prazo	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Outros	239	213	-10,6%	459	418	-8,7%
Volume	11.103	11.036	-0,6%	22.133	22.105	-0,1%

Receita Líquida - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Residencial	1.914,7	2.347,8	22,6%	3.545,5	4.613,1	30,1%
Comercial	445,0	551,6	24,0%	821,1	1.015,8	23,7%
Industrial	1.638,3	1.665,2	1,6%	2.949,2	3.447,7	16,9%
Rural	0,9	1,1	26,0%	1,7	2,2	33,6%
Poder Público	136,8	158,6	16,0%	247,8	310,3	25,2%
Iluminação Pública	60,0	65,8	9,8%	109,5	131,3	19,9%
Serviço Público	60,0	68,2	13,6%	109,2	138,2	26,6%
Bandeira Tarifária	489,2	26,6	-94,6%	747,1	336,4	-55,0%
Remuneração do ativo financeiro	40,0	68,3	70,9%	86,7	129,8	49,8%
Total de Fornecimento	4.784,8	4.953,3	3,5%	8.617,6	10.124,7	17,5%
Energia no Curto Prazo	306,7	148,7	-51,5%	421,6	224,8	-46,7%
Não Faturado	(32,5)	(116,8)	258,9%	234,9	(62,0)	-126,4%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	(30,8)	37,0	-220,2%	(81,2)	33,9	-141,7%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	258,2	245,4	-5,0%	396,8	480,1	21,0%
Subvenção recursos CDE	59,7	63,2	6,0%	114,5	122,8	7,3%
Receita de construção	148,4	180,1	21,3%	266,2	322,0	21,0%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	698,7	(571,7)	-181,8%	1.179,4	(989,7)	-183,9%
Atualização do ativo financeiro da concessão	37,2	35,8	-3,8%	67,2	92,2	37,2%
Outros	36,6	35,0	-4,2%	64,8	70,7	9,1%
Total Outros	1.482,1	56,7	-96,2%	2.656,5	294,6	-88,9%
Total Receita Bruta	6.266,9	5.010,0	-20,1%	11.274,1	10.419,4	-7,6%
Dedução do Resultado Bruto	(2.797,2)	(2.209,6)	-21,0%	(4.619,7)	(4.738,7)	2,6%
ICMS	(967,1)	(997,0)	3,1%	(1.729,2)	(2.023,1)	17,0%
Residencial	(448,6)	(504,9)	12,5%	(824,6)	(1.008,6)	22,3%
Comercial	(335,4)	(320,3)	-4,5%	(590,0)	(668,2)	13,3%
Industrial	(137,6)	(126,0)	-8,4%	(235,5)	(252,5)	7,2%
Rural	(0,1)	(0,0)	-55,5%	(0,1)	(0,1)	-30,1%
Poder Público	(16,8)	(17,6)	4,7%	(30,1)	(35,5)	18,0%
Iluminação Pública	(13,0)	(12,0)	-7,3%	(23,0)	(25,1)	9,2%
Serviço Público	(15,7)	(16,1)	2,5%	(26,0)	(33,2)	27,6%
Encargos do Consumidor	(1.379,6)	(719,6)	-47,8%	(2.047,3)	(1.724,9)	-15,7%
PROINFA	(13,4)	(11,4)	-15,3%	(23,4)	(22,0)	-6,0%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(30,1)	(25,5)	-15,2%	(59,8)	(50,9)	-14,9%
CCC	-	-	n.a.	-	-	n.a.
CDE	(824,6)	(682,7)	-17,2%	(1.128,9)	(1.384,6)	22,6%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	(511,5)	(0,1)	-100,0%	(835,1)	(267,5)	-68,0%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(446,4)	(489,4)	9,6%	(835,3)	(983,5)	17,7%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(4,0)	(3,6)	-9,7%	(8,0)	(7,2)	-9,7%
Receita Líquida	3.469,8	2.800,4	-19,3%	6.654,4	5.680,7	-14,6%
Custos e Despesas Operacionais* (R\$ milhões)	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Parcela A	2.596,5	1.798,9	-30,7%	4.855,9	3.767,5	-22,4%
Energia Comprada para Revenda	2.330,4	1.582,4	-32,1%	4.349,1	3.177,2	-26,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	266,1	216,5	-18,7%	506,8	590,3	16,5%
PMSO	489,8	630,7	28,8%	999,0	1.219,4	22,1%
Pessoal e Entidade de Previdência	248,6	276,1	11,1%	487,8	538,3	10,4%
Pessoal	169,8	195,6	15,2%	330,2	378,7	14,7%
Entidade de Previdência	78,8	80,5	2,2%	157,6	159,6	1,3%
Materiais	10,7	21,2	98,2%	21,3	40,4	90,2%
Serviços de Terceiros	113,5	148,7	31,1%	226,0	281,7	24,7%
Outros	117,0	184,7	57,9%	264,0	358,9	35,9%
Total	3.086,2	2.429,6	-21,3%	5.854,9	4.986,9	-14,8%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

PMSO - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Pessoal	248,6	276,1	11,1%	487,8	538,3	10,4%
Material	10,7	21,2	98,2%	21,3	40,4	90,2%
Serviços de Terceiros	113,5	148,7	31,1%	226,0	281,7	24,7%
Outras Despesas	117,0	184,7	57,9%	264,0	358,9	35,9%
PMSO Reportado	489,8	630,7	28,8%	999,0	1.219,4	22,1%
Entidade de Previdência	78,8	80,5	2,2%	157,6	159,6	1,3%
PCLD e Baixas	35,1	92,0	161,8%	71,8	157,3	119,2%
Contingências	15,4	23,8	55,0%	38,0	25,5	-32,8%
Outros	35,2	34,6	-1,6%	93,3	103,9	11,4%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	325,3	399,8	22,9%	638,4	773,1	21,1%

Pessoal - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Pessoal e Encargos	169,8	195,6	15,2%	330,2	378,7	14,7%
Entidade de Previdência Privada	78,8	80,5	2,2%	157,6	159,6	1,3%
Total	248,6	276,1	11,1%	487,8	538,3	10,4%

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
PCLD	35,1	92,0	161,8%	71,8	157,3	119,2%
Provisão de Litígio e Contingências	15,4	23,8	55,0%	38,0	25,5	-32,8%
Demais despesas*	66,5	68,8	3,6%	154,3	176,1	14,1%
Total	117,0	184,7	57,9%	264,0	358,9	35,9%

* Multas, arrendamentos e alugueis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, baixa de ativos, etc

Resultado Financeiro - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Resultado Financeiro	(12,0)	(58,0)	382,9%	(126,2)	(75,3)	-38,6%
Receita Financeira	118,5	102,9	13,2%	200,5	230,0	13,6%
Renda de aplicações financeiras	18,1	21,3	17,5%	41,3	34,3	-16,9%
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	25,9	30,9	19,3%	44,5	62,1	39,4%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica	21,3	22,3	4,7%	36,6	49,9	36,3%
Multas contratuais	1,9	5,2	179,1%	2,9	7,7	166,2%
Subvenções governamentais	0,6	1,0	58,7%	1,2	1,9	51,3%
Atualização de créditos tributários	0,0	0,0	12,5%	0,0	0,3	533,3%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	8,2	9,5	15,6%	15,9	18,2	14,9%
Receita financeira da alienação de imóvel	(2,9)	0,3	111,8%	0,9	3,1	249,9%
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	46,0	(2,7)	105,8%	50,9	31,2	-38,8%
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária	-	0,5	n.a.	-	-	0,0%
Outras receitas financeiras	(0,5)	14,7	2990,2%	6,2	21,3	204,9%
Despesa Financeira	(149,5)	(182,9)	22,3%	(285,3)	(346,7)	21,5%
Encargo de dívidas - empréstimos moeda nacional	(114,7)	(145,1)	26,5%	(223,7)	(285,5)	27,6%
Subvenções governamentais	(0,6)	(1,0)	58,7%	(1,2)	(1,9)	51,3%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(1,4)	(3,1)	120,1%	(2,6)	(5,5)	113,7%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em curso	2,3	7,3	218,2%	4,1	14,9	262,9%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(1,8)	(1,7)	6,5%	(2,8)	(9,1)	220,4%
Cartas de fiança e seguros garantia	(8,3)	(10,3)	24,7%	(14,8)	(20,5)	38,7%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(13,5)	(15,7)	16,6%	(22,1)	(10,3)	-53,3%
Atualização monetária - Energia livre	(2,3)	(2,9)	26,3%	(4,4)	(5,6)	28,4%
Outras despesas financeiras	(9,2)	(10,4)	12,5%	(17,8)	(23,3)	30,4%
Variação Cambial	19,0	21,9	15,5%	(41,4)	41,5	-200,1%
Itaipu	19,1	22,2	16,4%	(41,8)	42,2	-200,8%
Outras variações cambiais	(0,1)	(0,3)	132,4%	0,4	(0,7)	-266,6%

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Receita Bruta	6.266,9	5.010,0	-20,1%	11.274,1	10.419,4	-7,6%
Dedução à Receita Operacional	(2.797,2)	(2.209,6)	-21,0%	(4.619,7)	(4.738,7)	2,6%
Receita Líquida	3.469,8	2.800,4	-19,3%	6.654,4	5.680,7	-14,6%
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>3.321,4</i>	<i>2.620,3</i>	<i>-21,1%</i>	<i>6.388,2</i>	<i>5.358,7</i>	<i>-16,1%</i>
Custos e Despesas Operacionais	(3.382,2)	(2.729,7)	-19,3%	(6.381,7)	(5.544,7)	-13,1%
Parcela A	(2.596,5)	(1.798,9)	-30,7%	(4.855,9)	(3.767,5)	-22,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.330,4)	(1.582,4)	-32,1%	(4.349,1)	(3.177,2)	-26,9%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(266,1)	(216,5)	-18,7%	(506,8)	(590,3)	16,5%
Despesas Operacionais	(785,7)	(930,9)	18,5%	(1.525,8)	(1.777,2)	16,5%
Pessoal	(169,8)	(195,6)	15,2%	(330,2)	(378,7)	14,7%
Entidade de Previdência Privada	(78,8)	(80,5)	2,2%	(157,6)	(159,6)	1,3%
Materiais	(10,7)	(21,2)	98,2%	(21,3)	(40,4)	90,2%
Serviços de Terceiros	(113,5)	(148,7)	31,1%	(226,0)	(281,7)	24,7%
PCLD	(35,1)	(92,0)	161,8%	(71,8)	(157,3)	119,2%
(Provisão) Reversão para contingências	(15,4)	(23,8)	55,0%	(38,0)	(25,5)	-32,8%
Outros custos	(66,5)	(68,8)	3,6%	(154,3)	(176,1)	14,1%
Custo de construção	(148,4)	(180,1)	21,3%	(266,2)	(322,0)	21,0%
Depreciação e Amortização	(147,6)	(120,1)	-18,6%	(260,5)	(235,8)	-9,5%
EBITDA	235,1	190,7	-18,9%	533,2	371,8	-30,3%
Desp. Passivo - FCESP	78,8	80,5	2,2%	(157,6)	(159,6)	1,3%
EBITDA Ajustado	313,9	271,2	-13,6%	375,6	212,1	-43,5%
Receita Financeira	118,5	102,9	-13,2%	200,5	230,0	14,7%
Despesa Financeira	(149,5)	(182,9)	22,3%	(285,3)	(346,7)	21,5%
Var. Cambial / Monetária Líquida	19,0	21,9	15,5%	(41,4)	41,5	-200,1%
Resultado Financeiro	(12,0)	(58,0)	382,9%	(126,2)	(75,2)	-40,4%
Resultado antes da Tributação	75,5	12,6	-83,3%	146,5	60,7	-58,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(27,1)	(9,2)	-66,2%	(51,2)	(26,7)	-47,9%
Lucro (Prejuízo) Líquido	48,5	3,5	-92,9%	95,3	34,1	-64,3%

Balço Patrimonial	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Ativo Total	12.662,0	13.078,0	3,3%	12.662,0	13.078,0	3,3%
Ativo Circulante	4.236,3	4.290,2	1,3%	4.236,3	4.290,2	1,3%
Caixa e equivalentes de caixa	155,4	138,5	-10,9%	155,4	138,5	-10,9%
Investimentos de curto prazo	581,1	1.200,4	106,6%	581,1	1.200,4	106,6%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.159,8	2.157,1	-0,1%	2.159,8	2.157,1	-0,1%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	51,8	25,5	-50,8%	51,8	25,5	-50,8%
Outros tributos compensáveis	109,2	77,1	-29,4%	109,2	77,1	-29,4%
Devedores diversos	12,5	-	-100,0%	12,5	-	-100,0%
Contas a receber - acordos	84,5	111,7	32,2%	84,5	111,7	32,2%
Outros créditos	196,0	237,0	20,9%	196,0	237,0	20,9%
Almoxarifado	62,2	87,8	41,0%	62,2	87,8	41,0%
Despesas pagas antecipadamente	33,0	37,9	14,8%	33,0	37,9	14,8%
Ativo financeiro setorial, líquido	790,8	217,3	-72,5%	790,8	217,3	-72,5%
Ativo Não Circulante	8.425,6	8.787,9	4,3%	8.425,6	8.787,9	4,3%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	27,5	0,0%	-	27,5	0,0%
Outros tributos compensáveis	35,3	39,3	11,2%	35,3	39,3	11,2%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	496,4	784,9	58,1%	496,4	784,9	58,1%
Cauções e depósitos vinculados	442,9	476,9	7,7%	442,9	476,9	7,7%
Contas a receber - acordos	14,8	7,7	-47,8%	14,8	7,7	-47,8%
Outros créditos	87,2	65,9	-24,4%	87,2	65,9	-24,4%
Ativo financeiro da concessão	1.784,3	2.180,3	22,2%	1.784,3	2.180,3	22,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	394,9	-	-100,0%	394,9	-	-100,0%
Investimento	12,2	13,1	7,2%	12,2	13,1	7,2%
Imobilizado, líquido	10,0	47,0	368,6%	10,0	47,0	368,6%
Intangível	5.147,5	5.145,2	0,0%	5.147,5	5.145,2	0,0%

Balanco Patrimonial	2T15	2T16	Var (%)	1S15	1S16	Var (%)
Passivo Total	12.662,0	13.078,0	3,3%	12.662,0	13.078,0	3,3%
Passivo Circulante	4.050,7	3.618,2	-10,7%	4.050,7	3.618,2	-10,7%
Fornecedores	1.763,5	1.248,2	-29,2%	1.763,5	1.248,2	-29,2%
Empréstimos e financiamentos	89,7	93,6	4,3%	89,7	93,6	4,3%
Debêntures	474,3	766,8	61,7%	474,3	766,8	61,7%
Arrendamento financeiro	2,8	18,3	554,3%	2,8	18,3	554,3%
Subvenções governamentais	2,5	4,1	65,0%	2,5	4,1	65,0%
IRCS a pagar	43,8	2,6	-94,1%	43,8	2,6	-94,1%
Outros tributos a pagar	486,0	570,3	17,3%	486,0	570,3	17,3%
Dividendos e JSCP a pagar	3,9	42,7	1008,7%	3,9	42,7	1008,7%
Obrigações estimadas	104,1	-	-100,0%	104,1	-	-100,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	2,9	124,2	4150,0%	2,9	124,2	4150,0%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	656,1	311,5	-52,5%	656,1	311,5	-52,5%
Provisão para processos judiciais e outros	170,5	186,8	9,5%	170,5	186,8	9,5%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	46,8	-	-100,0%	46,8	-	-100,0%
Outras obrigações	204,0	249,2	22,2%	204,0	249,2	22,2%
Passivo Não Circulante	5.947,6	7.292,7	22,6%	5.947,6	7.292,7	22,6%
Empréstimos e financiamentos	577,6	612,5	6,0%	577,6	612,5	6,0%
Debêntures	2.070,1	2.167,0	4,7%	2.070,1	2.167,0	4,7%
Arrendamento financeiro	8,2	32,7	299,0%	8,2	32,7	299,0%
Subvenções governamentais	9,3	13,9	49,1%	9,3	13,9	49,1%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.872,8	3.662,2	27,5%	2.872,8	3.662,2	27,5%
Provisão para processos judiciais e outros	312,9	337,3	7,8%	312,9	337,3	7,8%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	19,7	37,6	91,1%	19,7	37,6	91,1%
Obrigações estimadas	0,6	0,5	-14,7%	0,6	0,5	-14,7%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Passivo financeiro setorial, líquido	-	355,4	0,0%	-	-	0,0%
Outras obrigações	10,2	7,5	-26,4%	10,2	7,5	-26,4%
Patrimônio Líquido	2.663,7	2.167,1	-18,6%	2.663,7	2.167,1	-18,6%
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	19,8	21,1	6,4%	19,8	21,1	6,4%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrin	137,5	(434,1)	-415,7%	137,5	(434,1)	-415,7%
Reserva de lucros:						
Reserva legal	235,6	244,3	3,7%	235,6	244,3	3,7%
Reserva estatutária	880,8	1.007,0	14,3%	880,8	1.007,0	14,3%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	132,4	71,2	-46,2%	132,4	71,2	-46,2%

GLOSSÁRIO

ACL - Ambiente de Contratação Livre. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ACR - Ambiente de Contratação Regulada. Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição. As operações são precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

ALTA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal igual ou superior a 69kV.

Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica: autarquia sob regime especial, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade do serviço prestado, pelo trato isonômico dispensado aos usuários e pelo controle da razoabilidade das tarifas cobradas aos clientes, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

BAIXA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida com tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

CAT - Coordenadoria da Administração Tributária. Área pertencente à Secretaria da Fazenda do Governo do Estado de São Paulo.

CBEE - Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.

CCC - Conta de Consumo de Combustível. É um fundo cobrado de todos os clientes e embutido na tarifa de energia elétrica. Seus recursos são destinados à geração termelétrica do sistema isolado (Região Norte), cuja fonte de calor é o óleo diesel ou outros derivados do petróleo. A CCC é gerida pela Eletrobrás. A necessidade do uso de combustíveis fósseis para geração termelétrica é determinada com base num planejamento feito pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético. É usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional, etc. Parte dos recursos provenientes da Conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País. O custo da CDE é rateado por todos os clientes atendidos pelo Sistema Interligado. Os clientes dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo.

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

CMO - Custo marginal de operação

Clientes Livres - São clientes de energia que, de acordo com a Lei 9.074, de julho de 1995, e Resolução Aneel 264, de 13 de agosto de 1998, podem optar por comprar energia de qualquer distribuidor/comercializador, negociando livremente o preço e duração do fornecimento de energia elétrica, conforme legislação e regulamentos específicos.

CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis. Tem como objetivo "o estudo, o preparo e a emissão de Pronunciamentos Técnicos sobre procedimentos de Contabilidade e a divulgação de informações dessa natureza.

CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição. Encargo decorrente da contratação de redes de distribuição de outras concessionárias para levar energia elétrica a clientes dispostos em regiões cujo acesso se faz por meio da passagem por áreas de concessão alheias à da AES Eletropaulo, dependendo da disposição geográfica da rede.

CUST - Contrato do uso do Sistema de Transmissão, a ser assinado pela Unidade Suprida com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contratação do acesso aos sistemas de transmissão não vinculados aos Contratos Iniciais.

CVU - Custo de valor unitário

CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

CVM - Comissão de Valores Mobiliários.

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica o número de horas, em média, que um cliente fica sem energia elétrica durante um período, geralmente mensal.

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora. Indica quanto tempo a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz.

DMIC - Duração máxima de Interrupção. Tempo máximo de interrupção no fornecimento de energia elétrica em uma Unidade Consumidora.

DICRI - Duração da Interrupção individual ocorrida em dia Crítico. Indica o tempo em que a unidade consumidora ou ponto de conexão ficou sem luz, no dia em que a quantidade de ocorrências é muito alta.

Energia Reativa - corresponde à energia armazenada nos enrolamentos de motores ou transformadores, sob a forma de energia magnética, produzindo um campo magnético que origina o fluxo magnético necessário ao funcionamento da máquina.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

ESS - Encargos de Serviços do Sistema - Valores monetários destinados à recuperação dos custos não cobertos pelo Preço do MAE, incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Elétrico Interligado Nacional para atendimento ao consumo.

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. Indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

FIC - Frequência de Interrupções Individuais. Indica a frequência com que a falta de luz ocorre.

FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.

Gigawatt (GWh) - Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

IASC - Índice Aneel de Satisfação do Consumidor. É o resultado da pesquisa entre clientes residenciais que a Agência realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País.

Ibovespa - O objetivo do Ibovespa é ser o indicador do desempenho médio das cotações dos ativos de maior negociabilidade e representatividade do mercado de ações brasileiro

IEE - o Índice de Energia Elétrica (IEE) foi lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica

LTA - Linhas de Transmissão Aérea.

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Possibilitará que distribuidoras sobrecontratadas negociem reduções contratuais com geradoras para o período de julho a dezembro de 2016, além de equilibrar as trocas com a realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras.

MÉDIA TENSÃO - Unidade Consumidora atendida em tensão nominal maior que 1 kV e menor que 69 kv.

ONS - Operador Nacional de Sistemas Elétricos. Pessoa jurídica de direito privado autorizada a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças. É utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

PMSP - Prefeitura Municipal de São Paulo.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.

RGR - Reserva Global de Reversão, destinada à reversão, encampação e concessão de empréstimos às concessionárias para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Instituída pela Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, deveria terminar em 2002, mas foi prorrogada até o ano de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002. É fixada em até 2,5% da quota anual de reversão

que incidirá sobre os investimentos das concessionárias e permissionárias, observado o limite de 3% da receita anual.

RTE - Recomposição Tarifária Extraordinária. Aumento tarifário, temporário, autorizado pelo art. 4º da Medida Provisória nº. 14, de 21 de dezembro de 2001, convertida na Lei nº. 10.438, de 2002.

SWAP - Operações que tem por finalidade reduzir a exposição à volatilidade da taxa de câmbio incidente sobre empréstimos e financiamentos denominados em dólar.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica pago para a Aneel.

TMA - Tempo Médio de Atendimento. Indicador destinado a medir o tempo médio entre uma reclamação de interrupção de energia elétrica e seu restabelecimento, no período de apuração considerado.

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Estabelecida pela Aneel e reajustada anualmente.

VPA - Custos não-gerenciáveis.

VPB - Custos gerenciáveis.