

AES Eletropaulo reporta EBITDA de R\$ 963,6 milhões em 2015 apesar de retração de 4,7% do mercado total

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

O ano de 2015 foi marcado por desafios macroeconômicos importantes. A retração da economia, combinada com os aumentos tarifários desde junho de 2014, contribuíram para a queda de 4,7% do mercado total ao compararmos 2015 ao ano anterior. O ano de 2015 foi marcado por eventos regulatórios de ajustes tarifários visando reestabelecer o realismo tarifário e as reais condições de geração de energia. A primeira medida implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi implementação do mecanismo das Bandeiras Tarifárias. Esse mecanismo é importante para o consumidor, pois sinaliza o custo da geração de energia, e para as distribuidoras, já que auxilia a amenizar os impactos na variabilidade de seus fluxos de caixa. Em 2015, a AES Eletropaulo antecipou, por meio das Bandeiras Tarifárias, o recebimento de R\$ 1.165,1 bilhão que integraria o próximo reajuste tarifário. Adicionalmente, no segundo trimestre desse ano, a Aneel homologou uma nova metodologia para o 4º ciclo de revisão tarifária (4º CRTP) que foi aplicada à Companhia no dia 04 de julho, com efeito médio para os consumidores de 15,23%. O processo de revisão tarifária foi de extrema importância por reconhecer as iniciativas da Companhia na manutenção dos investimentos, eficiência e gestão de ativos, tendo 100% dos seus investimentos dos últimos quatro anos reconhecidos na base.

O ano de 2015 também foi marcado pela constatação de inconsistências na apuração dos indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) relativamente aos expurgos caracterizados como "dia crítico" no período de janeiro de 2011 a maio de 2015. Conforme anteriormente comunicado pela administração da Companhia, a AES Eletropaulo já comunicou o fato à Aneel e está trabalhando no reprocessamento desses indicadores. Estimamos que o impacto dessa inconsistência possa atingir cerca R\$ 152,5 milhões, que já foram provisionados em 2015.

Assim, o índice FEC estimado para 2015 é de 6,41 vezes, um aumento de 21,3% em relação à 2014 (5,28 vezes). O DEC estimado atingiu 23,42 horas em 2015, um valor 76,8% superior à 2014 (13,25 horas). As manutenções preventivas e obras de melhoria na rede associadas ao aumento do número de equipes de emergência já estão promovendo significativa melhoria conforme indicam as apurações preliminares do indicador para os meses de janeiro e fevereiro de 2016.

Os custos e despesas operacionais de 2015 foram superiores em 27,3% ao de 2014 reflexo do maior custo com compra de energia, encargos de transmissão, provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) e pelo provisionamento não recorrente referente aos indicadores de qualidade, descrito acima.

Desconsiderando os eventos não recorrentes e não gerenciáveis, o PMSO da companhia totalizou R\$ 1.329,6 milhões, valor superior em 13,1% ao registrado em 2014, e próximo à inflação registrada no período. A AES Eletropaulo reafirma o compromisso com qualidade e controle de custo e continua em busca de otimização e ganhos de eficiência.

Em 2015, a AES Eletropaulo investiu R\$ 604,1 milhões no ano direcionados, em sua maioria, às áreas de serviços ao cliente e confiabilidade operacional e mantém o plano de investir um total de R\$ 3.533,6 bilhões até 2019.

Teleconferência de resultados

24.02.2015
10h00 (BR) e 08h00 (EST)

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

DESTAQUES	2
CONTEXTO SETORIAL	3
DESEMPENHO OPERACIONAL	8
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	14
ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS	24
ENDIVIDAMENTO	25
INVESTIMENTOS	27
FLUXO DE CAIXA	28
MERCADO DE CAPITAIS	29
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	30
OUTROS EVENTOS	36
ANEXOS	40
GLOSSÁRIO	49

R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Receita Líquida	3.208,7	3.552,5	10,7%	10.596,6	13.667,4	29,0%
Despesas Operacionais ¹	(2.569,1)	(3.141,3)	22,3%	(9.500,6)	(12.093,1)	27,3%
EBITDA ajustado ²	571,4	447,1	-21,7%	1.199,6	1.555,8	29,7%
Margem EBITDA Ajustado	17,8%	12,6%	-5,2 p.p.	11,3%	11,4%	0,06 p.p.
EBITDA	639,6	411,3	-35,7%	513,1	963,6	87,8%
Margem EBITDA	19,9%	11,6%	-8,35 p.p.	4,8%	7,1%	2,20 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado ³	206,8	(17,3)	-108,4%	401,7	48,9	-87,8%
Lucro (Prejuízo) Líquido	275,6	11,0	-96,0%	(131,7)	101,1	-176,8%
Patrimônio Líquido (PL)	2.567,8	2.839,1	10,6%	2.567,8	2.839,1	10,6%
Investimentos (Capex)	129,8	218,7	68,4%	583,0	604,1	3,6%

¹ - Não inclui depreciação; ² - Ajust. por FCesp, ativos e passivos reg., ativo possivelmente inexistente, recas. multas DIO/FIC e var. monet. Corting; ³ - Ajust. por ativos e passivos reg., e ativo possivelmente inexistente.

Indicadores	4T14	4T15	Var (%)
Dívida Líquida* (R\$ milhões)	3.433,5	4.443,3	29,4%
Dívida Líquida* / PL (vezes)	1,34	1,57	17,0%
Dívida Líquida* / EBITDA Ajustado ⁵ (vezes)	2,46	3,47	41,0%
EBITDA Ajustado ⁶ / Desp. Fin. Sobre Empréstimos (vezes)	4,19	2,77	-33,9%
Dados Operacionais			
Mercado Total (GWh)	11.800,3	11.100,7	-5,9%
Tarifa Média (R\$/GWh) ⁶	204,66	201,22	-1,7%
Funcionários	6.152	7.165	16,5%
Unidades Consumidoras / Funcionários	3.276	2.880	-12,1%

* - Não inclui o "corredor" contábil da Previdência Privada; ⁵ - 12 meses; ⁶ - Tarifa Média Líquida (R\$/MWh)

ELPL4: R\$ 8,17 (23/02/2016)

VALOR DE MERCADO: R\$ 1.622 milhões

VALOR DE MERCADO: US\$ 409 milhões

DESTAQUES 2015

Operacional

- ↑ Perdas totais de 9,4% em 2015, redução de 0,29 p.p. em relação a 2014
- ↓ Índice FEC estimado apresentou elevação de 21%, para 6,41x em 2015; DEC estimado de 23,42 horas em 2015, aumento de 77% em relação a 2014 (13,25 horas)
- ↑ Investimentos totalizaram R\$ 604,1 milhões em 2015 sendo R\$ 522,1 milhões de recursos próprios e R\$ 81,9 milhões de recursos de terceiros

Financeiro

- ↑ Receita bruta reportada no trimestre foi de R\$ 24.565,3 milhões, alta de 68,7% em relação ano anterior, sendo R\$ 1.623,1 milhões relacionados às bandeiras tarifárias
- ↑ Ajustando 2014 pelos efeitos do ativo financeiro setorial líquido de R\$ 593,9 milhões, a receita bruta de 2014 atingiu R\$ 15.158,1, resultando em um incremento de 62,0%
- ↓ PMSO reportado de R\$ 2.208,7 milhões em 2015, um aumento de 36,3% em relação a 2014, devido principalmente à alienação de um ativo em 2014 e plano de recuperação dos indicadores de qualidade
- ↑ Ebitda reportado de R\$ 963,6 milhões em 2015 vs. um Ebitda de R\$ 513,1 milhões em 2014
 - Ebitda ajustado¹ de R\$ 1.199,6 milhões em 2015 vs. R\$ 1.555,8 milhões em 2014
- ↑ O Lucro líquido reportado em 2015 foi de R\$ 101,1 milhões, ante prejuízo líquido de R\$ 131,7 milhões em 2014
 - Lucro líquido ajustado¹ de R\$ 48,9 milhões em 2015 e de R\$ 401,7 milhões em 2014

Regulatório

- ↑ Aneel homologou a redução do valor da Bandeira Tarifária Vermelha de R\$ 55,00/MWh para R\$ 45,00/MWh em setembro de 2015. Em janeiro de 2016, uma nova revisão das Bandeiras Tarifárias criou uma Bandeira Vermelha intermediária (patamar 1) de R\$ 30,00/MWh e reduziu a Bandeira Amarela de R\$ 25,00/MWh para R\$ 15,00/MWh.

Socioambiental

- ↑ Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 15,0 mil famílias no 4T15 vs. 14,3 mil famílias no 4T14, totalizando 67 mil regularizações em 2015
- ↓ Devido a uma ocorrência com duas fatalidades no 3T15, a taxa de gravidade de acidentes com colaboradores contratados aumentou de 30x no 4T14 PARA 1.353x no 4T14.
- ↑ O projeto Recicle Mais, Pague Menos alcançou cerca de 44 mil cadastrados ao final do período, um incremento de 746% em relação ao final de 2014 (5.409).
 - Desconto total concedido aos clientes apresentou um incremento de 75,2% em relação à 2014 (R\$ 205 mil em 2015 vs R\$ 117 mil em 2014)

Reconhecimentos

- ↑ Pelo 11º ano consecutivo, a AES Eletropaulo integra o a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa
- ↑ Ganhadora do Troféu Transparência 2015, que promove o reconhecimento das melhores demonstrações financeiras do Brasil

¹ Ebitda ajustado por ativos/ passivos regulatórios, 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 - XP 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

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 vigorará de setembro a dezembro deste ano. 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 passará a ter dois patamares à 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 Bandeira Tarifária Amarela passará a ser de R\$ 15,00/MWh.

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 ³ última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh	Amarelo	 CVU ³ última usina despachada > R\$200/MWh	Aumento de R\$25/MWh	Amarelo	 CVU ³ 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 ³ última usina despachada > R\$610/MWh	Aumento de R\$45/MWh

1 - Encargos de Serviço do Sistema
2 - Custo Marginal de Operação
3 - 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.

Os valores a receber da Bandeira Tarifária, referente ao período de jan/15 a mar/15, já foram repassados pela Aneel via tarifa, no 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, sendo assim, os valores a receber/a pagar da Bandeira são os constituídos a partir de abr/15.

	Bandeiras Tarifárias (R\$ milhões)					
	9M15	out/15	nov/15	dez/15	4T15	2015
Residencial	546,8	61,0	58,3	59,9	179,2	726,0
Comercial	410,9	47,5	47,8	48,3	143,6	554,5
Industrial	162,9	17,9	18,3	17,9	54,1	216,9
Demais	93,5	10,7	10,6	10,8	32,1	125,6
Consumo Próprio	1,2	0,1	0,1	0,1	0,4	1,7
Total Arrecadado Bandeira Tarifária	1.215,4	137,3	135,0	137,1	409,4	1.624,7
Bandeira Tarifária não faturada	74,0	(0,6)	(2,2)	(1,9)	(4,7)	69,3
Total Contabilizado Bandeira Tarifária	1.289,4	136,7	132,8	135,2	404,7	1.694,1
Necessidade de Cobertura ¹	(988,9)	(103,1)	(118,7)	(140,0)	(361,8)	(1.350,7)
Saldo à repassar/receber CCRBT	(226,4)	(34,2)	(16,3)	2,9	(47,6)	(274,0)
Repasse efetivo à CCRBT ²	(354,0)	33,3	(2,0)	(4,2)	27,1	(326,9)
Custos Cobertos na Revisão Tarifária ³	127,3	-	-	-	-	127,3
Custos Descobertos	(0,2)	67,5	14,3	(7,1)	74,7	74,5

1 - Valores de dezembro divulgados após o fechamento da DF; 2 - Valores de dezembro divulgados após o fechamento da DF;

3 - Os valores descobertos no 1T 15 foram incorporados na tarifa de revisão tarifária ocorrida em jul/15

No 4T15 foram faturados R\$ 409,4 milhões de Bandeira Tarifária, enquanto que a necessidade de cobertura de custos que a empresa teve foi no montante de R\$ 361,8 milhões, gerando um valor excedente de R\$ 47,6 milhões a repassar para a CCRBT.

Em 2015, o montante faturado com Bandeira Tarifária foi R\$ 1.624,7 milhões, e a necessidade de cobertura de custos que empresa teve foi de R\$ 1.350,7 milhões. O valor excedente ao final do ano foi de R\$ 274,0 milhões.

Em 2015, a Companhia teve que efetuar repasse a CCRBT no montante de R\$ 326,9 milhões, que foram compensados pelos custos cobertos na Revisão Tarifária no valor de R\$ 127,3 milhões ao longo de 2015.

LIMITES MÁXIMO E MÍNIMO DO PLD - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº2.002/2015

Anualmente, no mês de dezembro, a Aneel estabelece os limites máximos e mínimos do PLD que vigorarão durante o ano seguinte.

O PLD máximo é calculado com base no CVU mais elevado de uma Usina Termelétrica em operação comercial, a gás natural, contratada por meio de CCEAR. Para o cálculo do PLD mínimo consideram-se as estimativas de custos de geração da UHE Itaipu e os custos necessários para manter e operar os empreendimentos hidrelétricos, os encargos e a CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos.

Em 22 de dezembro de 2015, foi publicada a Resolução Homologatória nº. 2002/2015, que estabeleceu os limites máximo e mínimo do PLD, para o ano de 2016. Para 2016, PLD mínimo foi estabelecido em R\$ 30,25/MWh, com base nos custos de operação das usinas cotistas, adicionado à CFURH.

O PLD máximo para 2016, foi estabelecido em R\$ 422,56/MWh com base no Custo Variável Unitário (CVU) da usina termelétrica Mário Lago, determinada como térmica de referência.

O Encargo de Serviço de Sistema - ESS proveniente do despacho de usinas termelétricas com custo unitário variável - CVU acima do PLD máximo será pago pelos agentes expostos ao mercado de curto prazo, inclusive as distribuidoras.

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 - 1.490 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 34,1% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,8% 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.

PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO SUSTENTÁVEL

Em virtude do cenário elétrico brasileiro, a AES Brasil revisou o seu novo Planejamento Estratégico Sustentável e agora está orientado por quatro direcionadores estratégicos entre 2015 e 2019: Satisfação do cliente, Desenvolvimento de negócios, Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução e Engajamento de públicos de relacionamento. O acompanhamento da Plataforma de Sustentabilidade foi finalizado em 2014 e os aspectos sociais, ambientais e de governança foram incorporados a essa nova estratégia. A apresentação dessas informações, desde o 1T15, está baseada nos direcionadores estratégicos e refletem mais um avanço na aplicação de princípios para o Relato Integrado nas empresas AES Brasil.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No novo 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 82,6% de satisfação do cliente⁴ até 2019.

Meta	2012	2013	2014	2015
Atingir índice de 82,6% de satisfação do cliente até 2019*	80,6	76,4	79,6	76,1

** O resultado considera a média das duas pesquisas realizadas no 1T15 (73,4%) e 3T15 (78,8%)

Anualmente é realizada a pesquisa de satisfação com clientes de baixa tensão em parceria com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee). Em 2015, a AES Eletropaulo atingiu o índice de 76,1% no Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida (ISQP), nível 3,5% inferior em relação ao ano anterior. Esse desvio ocorreu principalmente por conta dos eventos climáticos no início deste ano, no mesmo período da coleta de dados da pesquisa. Além disso, no primeiro semestre de 2015, as tarifas de energia foram reajustadas devido ao sistema de bandeiras tarifárias e RTE, o que provocou o aumento de solicitações de esclarecimentos na empresa.

Com a finalidade de melhorar a percepção de qualidade dos clientes da AES Eletropaulo, a Companhia tem investido na intensificação do programa JAAT (Jeito AES de Atender), que tem a finalidade de melhorar a experiência de atendimento dos clientes. Entre os destaques está a realização de pesquisas, em 2015, que medem a gestão da experiência do cliente, chamada Jornada do Cliente, que se baseia em identificar os principais pontos de contato com o cliente em determinados processos, mapear a satisfação em cada um deles e utilizar esse diagnóstico para melhorias.

Adicionalmente, foram desenvolvidas ações para melhorar o fluxo de atendimento em dias de crise, como acionamento imediato de até 100 posições adicionais no call center, com o auxílio do quadro administrativo já existente. Essas e outras iniciativas permitiram uma melhoria do atendimento em dias atípicos.

² Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, de dezembro de 2014.

³ Números referentes ao ano de 2014.

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

Para responder às crescentes reclamações de aumento do valor da conta, foi criado um plano de comunicação aos clientes - principalmente nas redes sociais - para esclarecimento dos eventos que resultaram no reajuste da tarifa. Também foram realizados treinamentos junto às equipes dos canais de atendimento a fim de preparar todos os atendentes para auxílio nas principais dúvidas dos clientes. As equipes de campo - como eletricitas e leituristas - foram municiados de material de comunicação sobre o assunto para esclarecimento dos clientes, que abordam nossas equipes no momento do trabalho.

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.

Aumento das tarifas

Para lidar com o impacto do aumento das tarifas ocorridos no primeiro semestre, a AES Eletropaulo tem realizado diversas ações de cobrança e esclarecimento de dúvidas focadas nas demandas e características de cada classe consumidora.

De janeiro a junho de 2015, a tarifa de energia para o cliente residencial (B1) aumentou 75%, em média. Entre as principais iniciativas para facilitar o pagamento da conta pelos clientes e, assim, mitigar o aumento de despesas operacionais decorrente do atraso nesse pagamento, destacam-se:

Feirões de Negociação

Os feirões de negociação 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. Em 2015, a Companhia realizou 15 megafeirões, atendendo a cerca de 4,5 mil pessoas em lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Esta ação resultou em 3,3 mil acordos, totalizando R\$ 7,8 milhões em negociações. A AES Eletropaulo também participou de eventos de negociação em parceria com a Serasa Experian e Boa Vista SCPC. Nestes dois eventos foram atendidos mais de 2,7 mil clientes, o que resultou em 1.460 acordos no valor total de R\$ 2,7 milhões.

Em 2015, a realização destes eventos representou um investimento pela Companhia de R\$ 150 mil o que resultou em R\$ 10,5 milhões de negociações, valor 133% maior do que em 2014, refletindo a piora do cenário macroeconômico e do aumento no valor das faturas.

O cliente também pode negociar condições para pagamento de suas faturas nos demais canais de atendimento da concessionária: telefone, internet e lojas presenciais.

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 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 lidarem com o aumento nos valores das contas de energia elétrica, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência.

Em 2015, 38.863 novos clientes se cadastraram no programa, totalizando 44.072 no final do período, frente a 5.209 no ano anterior. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R\$ 205 mil com a coleta de 1.541 toneladas de resíduos no período, frente a R\$ 117mil (2.113 toneladas) em 2014⁵. Os resultados de 2015 refletem a intensificação das ações de divulgação do projeto, principalmente em veículos de mídia de massa, no 2T15 e 3T15.

⁵ O bônus ao cliente é calculado a partir dos resíduos coletados, cujo valor por kg varia por tipo (metal, papel, vidro e plástico) e é determinado pelo mercado.

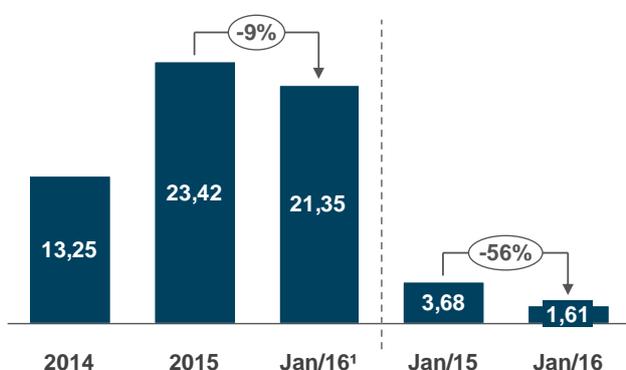
DESEMPENHO OPERACIONAL

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.

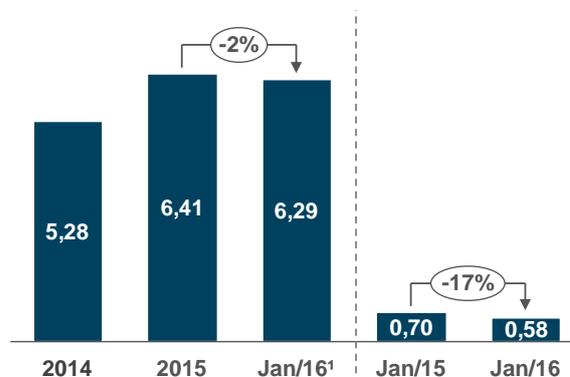
As transgressões dos limites de DEC e FEC são definidos pela Aneel para a distribuidora e são pagas por intermédio dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, sendo que o ressarcimento ocorre diretamente ao cliente. As metas para estes indicadores são individuais e levam em consideração tanto a característica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

DEC – horas (últimos 12 meses)



Referência Aneel – 2014: 8,29 horas / 2015: 8,06 horas

FEC – vezes (últimos 12 meses)



Referência Aneel - 2014: 6,36 vezes / 2015: 5,95 vezes

DEC e FEC - (últimos 12 meses)⁶

Conforme mencionado no 3T15, como parte do seu processo de compliance e governança corporativa, bem como dos programas de auditoria interna, a AES Eletropaulo constatou inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC no período compreendido entre janeiro 2011 e maio de 2015, principalmente em relação ao enquadramento dos expurgos caracterizados como “dia crítico”.

A Companhia comunicou o fato formalmente à Aneel e está trabalhando com o regulador no reprocessamento desses indicadores operacionais para o período citado, na apuração do montante exato dos impactos econômicos e financeiros decorrentes desse reprocessamento, bem como nas ações de ressarcimento a todos os clientes.

Com base nos dados e projeções disponíveis até o momento, a AES Eletropaulo registrou no 3T15 e 4T15 uma provisão no valor de R\$ 152,5 milhões. Este montante representa a melhor estimativa da Companhia para quatro componentes:

- (i) compensação aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI, no montante de R\$ 48,4 milhões, registrado como “Outras Custos”;
- (ii) componente Xq do Fator X que indexa a tarifa, no montante de R\$ 58,1 milhões, registrado como conta redutora da “Receita Operacional Líquida”
- (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, registrado como “Provisão para processos judiciais e outros”; e
- (iv) atualização financeira até 2015, no montante de R\$ 11,0 milhões, registrado como “Despesas Financeiras” .

⁶ Valores de DEC e FEC preliminares, sujeitos a atualização após finalização do processo de reprocessamento dos indicadores

O índice FEC estimado de 2015 foi de 6,41 vezes, um aumento de 21,3% em comparação ao indicador estimado de 2014, que foi de 5,28 vezes. Esse aumento é explicado pela maior intensidade de manutenção preventiva e obras de melhoria na rede elétrica em 2015 e pela diminuição do nível de expurgo de ocorrências em relação à 2014. O indicador DEC estimado de 2015 atingiu 23,42 horas, o que representa uma elevação de 76,8% em relação ao valor estimado de 2014 (13,25 horas). Esse aumento é explicado pelo aumento de execução de manutenção preventiva e obras de melhoria na rede, pela redução do nível de expurgo em relação ao indicador de 2014 e pela maior severidade dos eventos climáticos, notadamente no primeiro trimestre e nos meses de setembro e novembro de 2015.

As manutenções preventivas e obras de melhoria na rede associadas ao aumento do número de equipes de emergência já estão promovendo significativa melhoria conforme indicam as apurações preliminares do indicador para o mês de janeiro de 2016 que apresenta um DEC de 1,61 horas, uma melhora de 56% em relação ao mês de janeiro de 2015 e um FEC de janeiro de 2016 de 0,58 vezes, uma redução de 17% em relação ao mesmo mês de 2015. Destacam-se entre elas (i) a execução de cerca de 278.000 podas de árvores adicionais às 140.000 podas previstas inicialmente; (ii) concluiu a manutenção adicional de 3.800km de rede aos 4.800km inicialmente previsto para o ano; (iii) contratação de 91 equipes (273 eletricitas) para atendimento de emergência e 51 técnicos para a central de operações; (iv) R\$ 21,5 milhões de investimento adicional no ano de 2015.

CONSUMO

Consumo Cativos - GWh ¹	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Residencial	4.248,4	3.981,8	-6,3%	16.882,2	16.020,7	-5,1%
Comercial	3.295,0	3.241,8	-1,6%	12.737,6	12.571,5	-1,3%
Industrial	1.378,7	1.200,2	-12,9%	5.280,8	4.766,1	-9,7%
Demais	751,5	717,9	-4,5%	2.926,0	2.820,8	-3,6%
Mercado Cativo	9.673,6	9.141,7	-5,5%	37.826,6	36.179,1	-4,4%
Clientes Livres	2.126,7	1.959,0	-7,9%	8.588,7	8.057,7	-6,2%
Mercado Total	11.800,3	11.100,7	-5,9%	46.415,3	44.236,8	-4,7%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Residencial	4.248,4	3.981,8	-6,3%	16.882,2	16.020,7	-5,1%
Comercial	3.851,1	3.781,5	-1,8%	14.996,4	14.742,7	-1,7%
Industrial	2.610,8	2.275,2	-12,9%	10.262,2	9.278,2	-9,6%
Demais	1.090,0	1.062,2	-2,6%	4.274,6	4.195,3	-1,9%
Total	11.800,3	11.100,7	-5,9%	46.415,3	44.236,8	-4,7%

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 4T15 com um volume de 11.110,76 GWh, uma redução de 5,9% em relação ao 4T14, com desempenho negativo em todas as classes. Esse desempenho é reflexo da crise econômica e aumentos tarifários no ano. A maior queda de consumo no trimestre foi na classe industrial (-12,9%) que continua com desempenho negativo na produção. O consumo da classe industrial impacta marginalmente o Ebitda da Companhia, dado que seus contratos se baseiam em demanda contratada e, na maior parte desses casos, não há margem associada ao volume de energia consumido.

As classes residencial e comercial, por sua vez, tiveram queda de 6,3% e 1,9%, respectivamente, reflexo do desempenho negativo da atividade comercial no Estado de São Paulo, e queda da renda real na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP), que associado aos aumentos da tarifa de energia, contribuíram para a redução do consumo no período. O 4T15 teve 0,2 dia a menos de faturamento (-25 GWh) e excluindo-se esse impacto do mercado, a queda seria de 5,7% no período.

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 82%, apresentou decréscimo de 5,5% em relação ao 4T14, totalizando 9.141,7 GWh no 4T15. Todas as classes tiveram desempenho negativo, principalmente as classes residencial e industrial. O mercado cativo foi negativamente influenciado por: (i) 0,2 dia a menos de faturamento; e (ii) migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre) em trimestres anteriores. Desconsiderada a influência de ambos os fatores, o mercado cativo teria queda 5,2% em relação ao 4T14.

No ano de 2015, o mercado total na área de concessão da Companhia teve queda de 4,7% em comparação ao mesmo período de 2014, reflexo do desempenho negativo das classes, principalmente residencial e industrial que reduziram o consumo em 5,1% e 9,7%, respectivamente. Nesse período houve 1,3 dias a mais de faturamento (+131 GWh) e desligamentos de clientes de tal forma que, se esses efeitos fossem excluídos, o mercado total cairia 4,9%. O desempenho do mercado reflete a piora no cenário econômico e aumento das tarifas de energia, como já foi citado anteriormente. Até dezembro/15, a renda real na Região Metropolitana de São Paulo teve queda de 3,8% e a Produção Industrial do Estado de São Paulo caiu 11,0% em relação ao acumulado do ano de 2014, segundo dados do IBGE, refletindo no consumo do Estado de São Paulo que acumula queda de 4,2% em 2015.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 3.981,8 GWh no 4T15, com queda de 6,3% em relação ao 4T14. A classe foi influenciada no 4T15 pelos seguintes fatores: (i) queda no consumo por consumidor de 224 KWh/mês para 209 KWh/mês no trimestre, ou seja, queda de 6,6%, apesar do incremento de 99 mil unidades consumidoras nos últimos 12 meses encerrados no 4T15; (ii) 0,5 dia a menos de faturamento (-18 GWh), que se fosse desconsiderado faria com que a classe tivesse queda de 5,9%; (iii) queda do poder aquisitivo com o aumento da inflação e consequente queda da renda real na RMSP, que caiu 8,1% nos meses de outubro e novembro; e (iv) aumentos da tarifa de energia elétrica.

Em 2015, a classe residencial teve redução de 5,1% em relação ao mesmo período de 2014. Parte dessa queda é explicada pela queda de 4,0% da renda real da RMSP no acumulado até novembro/15 e a maior parte devido ao aumento nas tarifas. No período houve 1,5 dias a mais de faturamento (+68 GWh), que se fosse desconsiderado, faria com que a classe residencial tivesse queda 5,5% na mesma comparação com 2014.

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 3.241,8 GWh no 4T15 com queda de 1,6% na comparação com o 4T14. A classe foi influenciada no trimestre: (i) pelo desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo⁷ nos meses de outubro e novembro/15, que teve queda de 4,7%; (ii) impacto da migração de clientes ao ACL (-1,6 GWh); e (iii) por 0,1 dia a menos de faturamento (-4 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe teria redução de 1,4% no período.

No ano de 2015, a classe comercial reduziu o consumo em 1,3%, reflexo do fraco desempenho do comércio no Estado de São Paulo, que teve queda de 3,2% no acumulado até novembro/15. O impacto da migração de clientes ao ACL (-9,6 GWh) foi mais que compensado pelo 1,3 dia a mais de faturamento (+41 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração de clientes e de dia de faturamento, a classe cairia 1,5% no período.

Industrial

No 4T15, o consumo da classe industrial cativa reduziu 12,9% na comparação com o 4T14, totalizando 1.200,2 GWh. Esse desempenho é reflexo da queda na atividade industrial no Estado de São Paulo⁸ que caiu 13,1% nos meses de outubro e novembro/15. O trimestre teve 0,1 dia a menos de faturamento (-2 GWh), que se descontado faria com a classe tivesse queda de 12,8%.

No ano de 2015, a classe industrial cativa apresentou redução de 9,7% no consumo em comparação ao mesmo período de 2014, devido: (i) ao impacto da migração de clientes ao ACL (-6 GWh); (ii) 1,3 dia a menos de faturamento (-12 GWh); e (iii) redução de 10,9% da produção industrial no Estado de São Paulo até novembro/15 para se adequar à demanda mais fraca, resultando na adoção de sistema de layoff (suspensão temporária dos contratos), férias coletivas e licenças remuneradas principalmente nos setores automobilístico e metalúrgico. Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 9,8%.

⁷ Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.

⁸ Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

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

O consumo cativo das demais classes foi de 717,9 GWh no 4T15, um decréscimo de 4,5% em relação ao 4T14, impactando por 0,3 dia a menos de faturamento no trimestre (-2 GWh). Esse resultado é devido, principalmente, a classe de iluminação pública que teve queda de 8,3% no 4T15, devido a troca de lâmpadas mais eficientes. Desconsiderando o efeito de dias de faturamento, as demais classes cairiam 4,3% no trimestre.

Em 2015, as demais classes tiveram queda de 3,6% em relação a 2014. A classe de serviços públicos é responsável pela queda de 2,0% dos -3,6%, quando reduziu seu consumo em 8,8%, devido à queda da utilização de bombas d'água atrelada à crise hídrica. Desconsiderando o efeito de 0,3 dia a mais de faturamento (+10 GWh), o consumo das demais classes reduziria 3,9%.

Clientes Livres

No 4T15, não houve migração de clientes ao ACL, totalizando 546 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 1.959,0 GWh no 4T15, uma redução de 7,9% quando comparado ao 4T14 devido, principalmente, ao baixo desempenho da atividade industrial.

Em 2015, o mercado faturado dos clientes livres reduziu-se em 6,2% em função do desempenho da atividade econômica. No período, 4 unidades consumidoras migraram para o ACL e nenhuma unidade retornou para o ACR, de tal forma que o efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 14 GWh no ACL e, conseqüentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Contudo, 6 unidades foram desligadas (-16 GWh) no período o que compensou o volume que migrou ao mercado livre.

Clientes Livres	Período ³	Número unidades	GWh Faturado	Período ³	Número unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	3T15	549	2.127	4T14	548	8.589
Saída para Rede Básica	4T15	-	-	LTM ⁴	-	-
Unidades desligadas	4T15	(3)	(6)	LTM ⁴	(6)	(14)
Unidades novas	4T15	-	-	LTM ⁴	-	2
Migração para ACL ¹	4T15	-	2	LTM ⁴	4	27
Retorno para o ACR ²	4T15	-	-	LTM ⁴	-	(0)
Total de unidades	4T15	546	1.959	4T15	546	8.058

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 4T15

SUPRIMENTO (GWh)

Itaipu	2.333
Bilateral Tietê	2.798
Bilateral Outros	-
Proinfa	265
Leilão (hídrico)	3.958
Leilão (térmico)	1.991
CCEE	(891)

**ENERGIA
REQUERIDA
10.454**

FATURAMENTO (GWh)

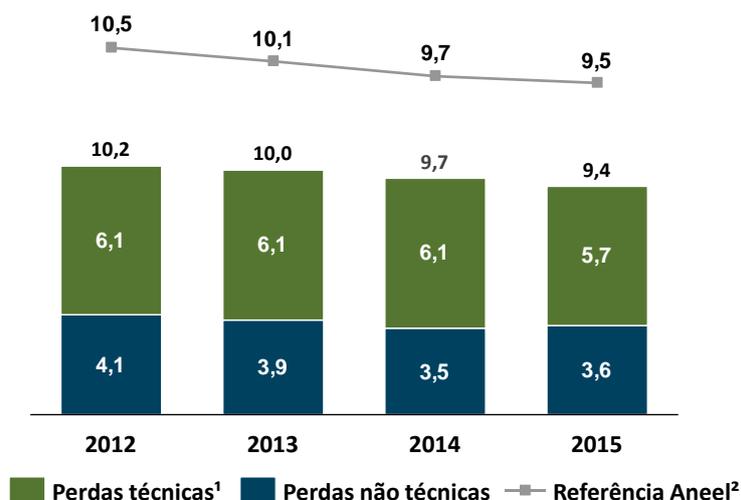
3.899	Residencial
3.324	Comercial
1.200	Industrial
718	P.Público e Outros
9	Consumo Próprio
234	Perda Transmissão
1.069	Perda Distribuição

A AES Eletropaulo encerrou o 4T15 com um nível de contratação de energia equivalente a 108,5% da sua carga cativa. O superávit de 891 GWh de energia acumulado pela Companhia foi vendido na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A contratação média da Companhia para o ano de 2015 foi de 107,2%.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2015/2016: 9,5%



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 (48.671 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,37%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,74%) e não técnicas (3,63%). Em comparação ao 4T14, as perdas totais apresentaram redução de 0,29 ponto percentual. Tal resultado decorre das ações da Companhia visando à redução da parcela de perda não técnica.

Em relação aos segmentos de baixa renda, iniciou, ao final de 2011, 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 4T15 aproximadamente 389 mil famílias foram beneficiadas com este programa.

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 terceiros forjando a medição. No 4T15 foram realizadas 75,1 mil inspeções e identificadas 11,5 mil irregularidades, contra 100,0 mil inspeções e 24,8 mil irregularidades no 4T14. Em 2015 foram realizadas 331,8 mil inspeções e encontrado 47,7 mil irregularidades, contra 403,9 mil inspeções e 78,0 mil irregularidades em 2014. Esta redução deve-se à mobilização de equipes de fraudes para desempenharem outras atividades, tais como atendimentos de faltas de energia e combate a inadimplência.
- (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 4T15, foram realizadas 117,0 mil visitas e 18,2 mil instalações foram recuperadas, ante 74,2 mil visitas e 9,8 mil instalações recuperadas no 4T14. Em 2015 foram realizadas 462,4 mil visitas e recuperado 65,4 mil

instalações, contra 345,3 mil visitas e 54,0 mil recuperações nos 12 meses de 2014. A empresa vem atuando forte nesta iniciativa desde 2011, e intensificou esta ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando reduzir o crescimento das perdas na empresa.

- (iii) **regularização de ligações informais (clandestinas):** no 4T15, foram regularizadas 15,0 mil ligações informais, contra 13,8 mil regularizações no 4T14. Em 2015 foram regularizadas 67,0 mil instalações, ante 58,7 mil regularizações em 2014.

No 4T15, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R\$ 60,5 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 145,4 GWh de energia, ante os 173,3 GWh adicionados no 4T14. Em 2015 estas iniciativas agregaram ao mercado da empresa 594,2 GWh, que correspondem a R\$ 230,2 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

- (i) R\$ 74,1 milhões (204,2 GWh) em 2015, sendo que R\$ 17,8 milhões (45,0 GWh) refere-se ao 4T15, em decorrência das inspeções de combate à fraude;
- (ii) R\$ 54,5 milhões (134,7 GWh) em 2015, sendo que R\$ 13,1 milhões (30,3 GWh) refere-se ao 4T15, com a regularização de ligações informais;
- (iii) R\$ 19,4 milhões (48,5 GWh) em 2015, sendo que R\$ 5,0 milhões (11,6 GWh) refere-se ao 4T15, com a recuperação de clientes cortados;
- (iv) R\$ 72,2 milhões (177,1 GWh) em 2015, sendo que R\$ 20,8 milhões (48,2 GWh) refere-se ao 4T15, com outras iniciativas de combate a perdas comerciais;
- (v) R\$ 9,9 milhões (29,6 GWh) em 2015, sendo que R\$ 3,8 milhões (10,4 GWh) refere-se ao 4T15, com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

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.

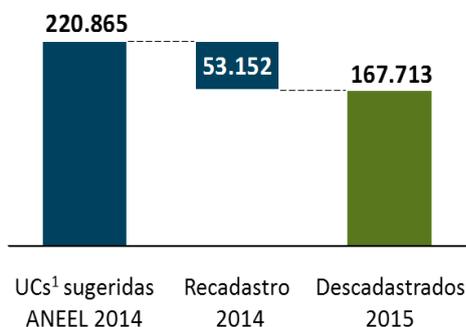
O “Relatório de Descadastramento 2014”, definido pela ANEEL, estabelecia o descadastramento para aproximadamente 221 mil clientes nos meses de janeiro, março e maio de 2015. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo e iniciativa dos clientes em atualizar os dados no CadÚnico, em dezembro 2015 esse número foi reduzido para aproximadamente 168 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 82 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em dezembro 2015, referente ao ciclo de 2015.

Considerando a determinação da ANEEL, no parágrafo 4º do Artigo 146, da Resolução 414/10 e 572/13, em julho 15 iniciamos o processo de “Manutenção do Benefício da Tarifa Social”. Com o referido processo, aproximadamente 61 mil unidades consumidoras perderiam o benefício em 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 50 mil unidades consumidoras sem o benefício da Tarifa Social em dezembro 2015, referente ao processo de manutenção do Benefício.

Observamos que, em dezembro 2015 registramos 389.048 clientes faturados com a Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE

Ciclo 2014



¹ Unidade Consumidora

Ciclo 2015



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\$ 6.693,2 milhões no 4T15, um aumento de R\$ 2.380,2 milhões, ou 55,2%, quando comparada ao 4T14. Ajustando a receita bruta do 4T14 pelo ativo financeiro setorial líquido⁹ no montante negativo de R\$ 221,3 milhões¹⁰, o 4T15 apresentou um incremento de R\$ 2.601,1 milhões, ou 63,6%, em comparação ao ano passado.

Esse desempenho é explicado principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 1.762,9 milhões na receita total de fornecimento, faturado e não faturado, em função da revisão tarifária periódica e revisões tarifárias extraordinárias (RTE em janeiro de 2015 de 3,3% referente a volta do ativo possivelmente existente na tarifa, e, RTE em março de 2015 de 33% que ajustou os custos de Parcela A) verificadas no período compensado por menor volume de consumo;
- (ii) R\$ 404,3 milhões referentes às bandeiras tarifárias (faturado e não faturado) no 4T15;
- (iii) R\$ 332,8 milhões referentes ao aumento do ativo financeiro setorial líquido em comparação ao 4T14;
- (iv) efeito negativo de R\$ 58,1 milhões referente ao Fator Xq, como consequência do provisionamento das inconsistências no cálculo dos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015; e
- (v) aumento de R\$ 107,6 milhões na receita de TUSD, explicado pelos aumentos tarifários no período.

No ano de 2015, a receita operacional bruta da Companhia foi de R\$ 24.565,3 milhões, um aumento de R\$ 10.001,1 milhões, ou 68,7%, quando comparada à 2014. Para fins de comparação, se ajustarmos a receita

⁹ A partir de 31 de dezembro de 2014, as Distribuidoras passaram a reconhecer nas suas Demonstrações Contábeis determinados ativos e passivos regulatórios no período de sua geração/contabilização (valores registrados na Conta de Compensação dos Valores de Itens de "Parcela A" - CVA).

¹⁰ Reversão do saldo dos ativos e passivos regulatórios reconhecido integralmente no quarto trimestre (R\$ 270,5 milhões), dado que o mesmo inclui o montante de outros períodos, mais o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios de competência do trimestre no valor de R\$ 49,2 milhões.

bruta de 2014 pelo ativo financeiro setorial líquido do período no montante de R\$ 593,9 milhões¹¹, o aumento da receita bruta em 2015 foi de R\$ 9.407,2 milhões, ou 62,1%, principalmente em função do:

- (i) aumento de R\$ 5.868,2 milhões na receita total de fornecimento, faturada e não faturada, em função do reajuste tarifário anual e revisões tarifárias extraordinárias verificadas no período, compensado por menor volume de consumo;
- (ii) R\$ 1.692,4 milhões referentes às bandeiras tarifárias faturada e não faturada no período;
- (iii) aumento de R\$ 442,3 milhões com a receita de disponibilidade da rede elétrica (TUSD); e
- (iv) aumento de R\$ 1.514,8 do ativo financeiro setorial líquido em função da retração do mercado não prevista na revisão tarifária periódica de julho/15.

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 46,9% da receita operacional bruta no 4T15, totalizando R\$ 3.140,7 milhões, um aumento de R\$ 2.036,4 milhões quando comparado ao 4T14. Esse desempenho é explicado principalmente:

- (i) pela contabilização do novo encargo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no valor de R\$ 404,7 milhões;
- (ii) pelo aumento de R\$ 964,7 milhões com encargos da CDE; e
- (iii) pelo aumento de R\$ 422,7 milhões em ICMS e de R\$ 240,2 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável em função dos reajustes tarifários do período.

No acumulado do ano, a dedução da receita operacional bruta totalizou R\$ 10.897,9 milhões, um aumento de R\$ 6.930,3 milhões, ou 174,7%, em relação às deduções de 2014, principalmente:

- (iv) pela contabilização do novo encargo CCRBT no valor de R\$ 1.694,1 milhões;
- (v) aumento de R\$ 2.947,0 milhões com encargo da CDE; e
- (vi) aumento de R\$ 1.451,3 milhões em ICMS e de R\$ 789,5 milhões de PIS, Cofins e ISS devido à maior base de cálculo tributável em função dos reajustes tarifários do período.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A receita operacional líquida da AES Eletropaulo totalizou R\$ 3.552,5 milhões no 4T15, um aumento de R\$ 343,8 milhões, ou 10,7%, quando comparada ao 4T14, devido, principalmente, ao aumento da receita de fornecimento decorrente das revisões tarifárias ao longo do período, mas compensado pelo menor volume de consumo, conforme mencionado acima. Ajustada pelo reconhecimento do ativo financeiro setorial líquido de competência em 2014, o aumento da receita operacional líquida no 4T15 teria sido de R\$ 565,2 milhões, ou 18,9%.

Em 2015, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R\$ 13.667,4 milhões, 29,0% maior que os R\$ 10.596,6 milhões registrados em 2014. Ajustando a receita operacional líquida de 2014 pelo ativo financeiro setorial líquido de competência, o aumento em 2015 seria de 22,1%, ou R\$ 2.476,9 milhões. Além das variações apresentadas acima, em 2015 tivemos:

- (i) uma receita de R\$ 39,4 milhões da venda de energia sobrecontratada no período dado que a Companhia está com um nível de contratação acima de 105% e, de acordo com a Resolução Normativa Aneel nº255/2007, esse excedente não constitui um passivo regulatório.
- (ii) redução do efeito da amortização do passivo regulatório formado em função da postergação, pela Aneel, da data de aplicação da 3RTP - Terceira Revisão Tarifária Periódica, em R\$ 362,4 milhões; e

¹¹ Reversão do saldo dos ativos e passivos regulatórios reconhecido integralmente no quarto trimestre (R\$ 270,5 milhões), dado que o mesmo inclui o montante de outros períodos, mais o reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios de competência do ano no valor de R\$ 864,4 milhões.

- (iii) o efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente que apresentou um impacto negativo no faturamento de 2014 no montante de R\$ 162,7 milhões versus um efeito positivo de R\$ 79,2 milhões¹² em 2015.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 2.915,9 milhões no 4T15, um aumento de 19,4% em relação ao 4T14.

Em 2015, os custos e despesas operacionais, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 12.093,1 milhões, um aumento de 27,3%, ou R\$ 2.592,6 milhões, em comparação ao ano passado. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais* R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Parcela A	2.067,5	2.338,1	13,1%	7.879,9	9.884,5	25,4%
Energia Comprada para Revenda	2.017,7	2.063,4	2,3%	7.483,8	8.760,9	17,1%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	61,7	274,7	345,1%	396,1	1.123,5	183,7%
Taxa de Fiscalização	(11,9)	-	-100,0%	-	-	0,0%
PMSO	374,7	577,8	54,2%	1.620,7	2.208,7	36,3%
Pessoal e Entidade de Previdência	282,0	256,5	-9,0%	964,8	1.008,4	4,5%
Pessoal	210,3	177,5	-15,6%	678,8	693,2	2,1%
Entidade de Previdência	71,7	79,0	10,2%	286,0	315,3	10,2%
Materiais	9,6	25,2	161,2%	42,9	42,0	-2,0%
Serviços de Terceiros	110,2	152,2	38,1%	445,9	524,3	17,6%
Outros	(27,1)	143,9	-631,1%	167,1	633,9	279,3%
Total	2.442,2	2.915,9	19,4%	9.500,6	12.093,1	27,3%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 4T15, a despesa com energia comprada para revenda aumentou 2,3%, ou R\$ 45,7 milhões, em comparação ao 4T14, totalizando R\$ 2.063,4 milhões. Em 2014 a energia do contrato da AES Tietê foi sazonalizada alocando um volume maior ao longo do segundo semestre do ano. Como em 2015 essa estratégia não foi adotada, tivemos uma redução do volume, e conseqüentemente uma redução de R\$ 54,3 milhões do custo, ao compararmos o 4T15 e o 4T14.

Por outro lado, apesar da redução de 3,0% da energia comprada de Itaipú, o aumento de 80% da tarifa média causou um aumento de R\$ 249,0 milhões do custo refletindo, principalmente, a desvalorização do real perante o dólar americano. Adicionalmente, em dezembro de 2015, houve uma reclassificação das despesas de variação cambial de Itaipu no valor de R\$ 121,7 milhões. Esse montante considera R\$ 13,4 milhões do 4T15 e R\$ 108,3 milhões da reversão dos primeiros nove meses do ano.

Em 2015, a despesa com energia comprada para revenda aumentou R\$ 1.277,1 milhões, ou 17,1%, em relação ao ano anterior totalizando R\$ 8.760,9 milhões. O volume de energia apresentou uma leve retração de 0,7% (de 45.077 GWh para 44.746 GWh em 2015), no entanto, a tarifa média aumentou em 14,3%. Em 2014, as despesas com energia comprada para revenda foram parcialmente compensadas pelo repasse de recursos por meio da CDE e da Conta-ACR no montante de R\$ 1.296,9 milhões.

¹² Considera o efeito negativo da devolução durante os primeiros 7 dias de 2015 antes da republicação da tarifa após decisão liminar em favor da Companhia no montante de R\$ 7,1 milhões e o efeito positivo de R\$ 86,3 milhões da reversão de por meio do componente financeiro positivo na revisão tarifária de julho/15.

Abaixo estão detalhadas as variações nas despesas com compra de energia elétrica no comparativo 2015 e 2014:

- (i) **AES Tietê:** aumento de R\$ 121,6 milhões, em função da tarifa média maior em 5,4%;
- (ii) **Itaipu:** aumento de R\$ 1.316,5 milhões refletindo o aumento da tarifa em dezembro de 2014 e da variação cambial resultando em uma tarifa média 110,3% maior em comparação ao ano passado, parcialmente compensado pela redução de 3,5% do volume de energia adquirida no período;
- (iii) **Energia no curto prazo:** não houve compra de energia no mercado de curto prazo em 2015 dado o nível de contratação de 107,2% no ano. Em 2014, o custo de energia adquirida no mercado de curto prazo foi de R\$ 1.301,5 milhões; e
- (iv) **Leilões¹³:** redução de R\$ 43,4 milhões, conforme abaixo:
 - a. **Térmicas por disponibilidade:** aumento de 5,6% do volume de energia compensado por uma redução do preço médio em 24,5%, resultando em uma redução de R\$ 500,0 milhões das despesas; e
 - b. **Hídricas:** aumento de 10,4% do volume de energia comprada e de 14,9% no preço médio resultando em um aumento de R\$ 543,3 milhões no ano.

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/MWh)	4T14	4T15	Part.% 4T14	Part.% 4T15	Var (%) 4T14 x 4T15	2014	2015	Part.% 2014	Part.% 2015	Var (%) 2014 x 2015
AES Tietê	206,3	217,9	28,6%	25,3%	5,6%	201,1	212,0	26,3%	25,4%	5,4%
Itaipu	140,0	251,9	21,5%	21,1%	80,0%	133,4	280,6	22,7%	21,1%	110,3%
Leilão	231,7	173,4	49,8%	53,6%	-25,2%	208,4	193,6	51,0%	53,5%	-7,1%
Térmica	305,0	234,7	17,5%	17,8%	-23,0%	333,6	251,9	17,5%	17,8%	-24,5%
Hídrica	192,1	142,8	32,4%	35,7%	-25,7%	143,1	164,4	33,5%	35,7%	14,9%
Tarifa	204,7	201,2	100%	100%	-1,7%	189,5	216,6	100%	100%	14,3%

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
AES Tietê	3.218	2.798	-13,0%	11.108	11.108	0,0%
Itaipú	2.424	2.335	-3,7%	9.587	9.250	-3,5%
Leilão	5.607	5.922	5,6%	21.564	23.445	8,7%
Térmica	1.966	1.972	0,3%	7.401	7.816	5,6%
Hídrica	3.641	3.950	8,5%	14.163	15.630	10,4%
Energia no Curto Prazo	10	-	-100,0%	1.849	-	-100,0%
Outros	273	265	-3,2%	969	943	-2,7%
Volume	11.532	11.320	-1,8%	45.077	44.746	-0,7%

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\$ 274,7 milhões no 4T15, um aumento de 345,1%, ou R\$ 213,0 milhões em comparação ao 4T14. O aumento se dá principalmente pelo:

- (i) aumento de R\$ 75,1 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (“ESS”) principalmente em função do maior despacho de térmicas fora da ordem de mérito;
- (ii) efeito positivo no 4T14 de R\$ 182,3 milhões em função do recurso financeiro da Conta de Energia de Reserva (CONER) destinado à restituição aos usuários versus R\$ 5,1 milhões no 4T15; parcialmente compensado por:
- (iii) redução de R\$ 19,1 milhões com Encargos de Uso da Rede Básica; e
- (iv) maior crédito com PIS/Cofins (R\$ 27,3 milhões no 4T15 versus R\$ 5,2 milhões no 4T14).

¹³ Inclui Angra 1 e 2, cotas e risco hidrológico.

No acumulado do ano, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R\$ 1.123,5 milhões, um aumento de 183,7%, ou R\$ 727,4 milhões, em comparação a 2014. Essa variação se deve:

- (i) aumento de R\$ 367,7 milhões com encargo de ESS;
- (ii) efeito positivo maior em 2014 do recurso financeiro da CONER (R\$ 256,5 milhões);
- (iii) efeito positivo em 2014 do alívio financeiro do ESS que ocorre quando há sobras de recursos em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com o encargo (R\$ 91,6 milhões);
- (iv) maior custo com encargos do Uso da Rede Básica em R\$ 71,1 milhões; compensado por
- (v) maior crédito com PIS/Cofins no montante de R\$ 75,7 (R\$ 112,0 milhões em 2015 vs R\$ 36,4 milhões em 2014).

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 4T15, o PMSO reportado foi de R\$ 577,8 milhões, um aumento de 54,2% ou R\$ 203,1 milhões em comparação com o mesmo período do ano de 2014. O PMSO gerenciável da Companhia totalizou R\$ 378,7 milhões, um aumento de 29,5% em relação ao 4T14.

Em 2015, o PMSO reportado de R\$ 2.208,7 milhões, um aumento de 36,3%, ou R\$ 588,0 milhões em comparação ao ano de 2014. O PMSO gerenciável de 2015 totalizou R\$ 1.329,6 milhões, R\$ 135,5 milhões ou 11,3% acima de 2014.

As principais variações estão detalhadas a seguir:

PMSO - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Pessoal	282,0	256,5	-9,0%	964,8	1.008,4	4,5%
Material	9,6	25,2	161,2%	42,9	42,0	-2,0%
Serviços de Terceiros	110,2	152,2	38,1%	445,9	524,3	17,6%
Outras Despesas	(27,1)	143,9	-631,1%	167,1	633,9	279,3%
PMSO Reportado	374,7	577,8	54,2%	1.620,7	2.208,7	36,3%
Entidade de Previdência	71,7	79,0	10,2%	286,0	315,3	10,2%
PCLD e Baixas	30,6	78,5	156,8%	80,6	197,0	144,5%
Contingências	(14,8)	(62,6)	322,6%	29,0	92,2	218,4%
Outros	13,1	104,3	698,0%	49,3	274,6	457,0%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	274,2	378,7	38,1%	1.175,8	1.329,6	13,1%

Pessoal

Pessoal - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Pessoal e Encargos	210,3	177,5	-15,6%	678,8	693,2	2,1%
Entidade de Previdência Privada	71,7	79,0	10,2%	286,0	315,3	10,2%
Total de unidades	282,0	256,5	-9,0%	964,8	1.008,4	4,5%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 4T15, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 177,5 milhões, uma redução de 15,6% ou R\$ 32,8 milhões em comparação ao 4T14. Essa variação deve-se, sobretudo a: (i) efeito não recorrente no 4T14 de R\$ 57,4 milhões do aprimoramento no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex relacionados ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária; (ii) R\$ 7,8 milhões referente a despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia; (iii) R\$ 6,3 milhões do reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de junho/15; e (iv) R\$ 4,7 milhões de

maior despesa com assistência médica, devido ao efeito do aumento da taxa de administração de 5,8% e inflação médica de 17,1%.

Em 2015, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R\$ 693,2 milhões, um aumento de 2,1% ou R\$ 14,4 milhões em comparação ao ano de 2014. Esse aumento se dá principalmente por: (i) efeito não recorrente de R\$ 69,4 milhões em 2014 referente ao aprimoramento contábil iniciado no 2º trimestre de 2014 no critério de rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex relacionados ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária; (ii) R\$ 21,1 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo de junho/15; (iii) maiores despesas com assistência médica, devido ao efeito do aumento da taxa de administração de 5,8% e inflação médica de 17,1% no montante de R\$ 19,9 milhões; (iv) efeito de R\$ 11,9 milhões no 3T15 de melhorias no critério de capitalização do rateio de mão de obra própria entre Opex e Capex relacionados a projetos que foram reescaloados; e (v) R\$ 7,8 milhões com despesas com pessoal relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 4T15, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 79,0 milhões, um aumento de 10,2% ou R\$ 7,3 milhões em comparação ao 4T14. Esse aumento decorre da redução da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 6,40% no encerramento de 2013 para 6,15% no recálculo de dezembro de 2014.

Em 2015, a despesa com entidade de previdência privada somou R\$ 315,3 milhões, um aumento de 10,2% ou R\$ 29,3 milhões em comparação ao mesmo período de 2014. Conforme mencionado acima, esse aumento decorre da redução da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 6,40% no encerramento de 2013 para 6,15% no recálculo de dezembro de 2014.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 4T15, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 177,3 milhões, um aumento de 48,0% ou R\$ 57,6 milhões em comparação ao 4T14. Essa variação deve-se, principalmente a: (i) R\$ 25,3 milhões com despesas relacionadas ao plano de recuperação dos indicadores de qualidade da Companhia; (ii) R\$ 12,4 milhões do fomento a ações de corte e cobrança, para minimizar aumento de inadimplência (PCLD); (iii) R\$ 4,0 milhões de melhorias no sistema de atendimento a clientes prioritários, decorrentes da conversão da multa aplicada pelo PROCON; e (iv) efeito pontual no 4T14 no montante de R\$ 3,3 milhões com a recuperação de despesas referentes à um acidente na rede elétrica que ocorreu em junho/2014.

Em 2015, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R\$ 566,3 milhões, um aumento de 15,9% ou R\$ 77,6 milhões, em comparação ao mesmo período de 2014. Esse aumento deve-se, além dos motivos relacionados acima, principalmente a: (i) maiores despesas no 3T15 com poda no montante de R\$ 4,8 milhões; (ii) R\$ 16,1 milhões do plano de ação de corte e cobrança visando conter o aumento de consumidores inadimplentes; (iii) R\$ 7,1 milhões de projetos que foram cancelados ou reescaloados; e (iv) R\$ 6,9 milhões com maiores despesas no 1T15 em função dos temporais que ocorreram em janeiro de 2015.

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	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
PCLD e Baixas	30,6	78,5	156,8%	80,6	197,0	144,5%
Provisão de Litígio e Contingências	(14,8)	(62,6)	322,6%	29,0	92,2	218,4%
Demais despesas*	(42,8)	128,1	-399,0%	57,6	344,7	498,8%
Total	(27,1)	143,9	-631,1%	167,1	633,9	279,3%

No 4T15, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R\$ 143,9 milhões, um aumento de R\$ 171,0 milhões em comparação ao mesmo período do ano passado. Essa variação deve-se, sobretudo a:

- (i) aumento de R\$ 47,9 milhões com despesas de PCLD, em função principalmente do:
 1. aumento de 94,6% do faturamento médio por unidade consumidora (“ticket médio”) em função das revisões tarifárias de 2015 contribuindo com R\$ 28,9 milhões no aumento do

- PCLD. No 4T15, a Companhia intensificou o plano de ação que visa evitar um aumento de consumidores inadimplentes por meio de notificações, negociações pré-corte, maior recorrência das cobranças via SMS e ligações telefônicas (URAs) e principalmente um aumento de 25% dos cortes diários;
2. R\$ 9,0 milhões referente ao descadastramento de 312 mil instalações da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); e
 3. R\$ 5,8 milhões referente a empresas em situação falimentar; e
 4. R\$ 4,2 milhões referente ao Plano de Pagamentos Adimplentes de clientes que não atingiram o critério de provisionamento de 30%.
- (ii) reversão de R\$ 105,4 milhões no 4T15 referente o provisionamento para ajuste dos indicadores de qualidade que foi realizado no 3T15 relacionada as inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC;
- (iii) provisionamento de R\$ 35,0 milhões referente possíveis penalidades a serem estabelecidas pelo órgão regulador em relação as inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015;
- (iv) provisionamento de R\$ 48,4 milhões referente a possíveis multas regulatórias de DIC/FIC/DMIC/DICRI referente às inconsistências dos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015;
- (v) aumento de R\$ 25,4 milhões das multas regulatórias de DIC/FIC/DMIC no período; e
- (vi) efeito positivo de R\$ 114,0 milhões no 4T14 da alienação de um ativo no bairro do Cambuci.

Em 2015, o total de outras despesas operacionais foi de R\$ 633,9 milhões, um aumento de R\$ 466,8 milhões, ou 279,3% em comparação a 2014. Essa variação se deve, principalmente, a:

- (i) aumento de R\$ 116,4 milhões com despesas de PCLD em função, principalmente do:
1. aumento do ticket médio dos consumidores inadimplentes após o reajuste e revisões tarifárias em 2014 e 2015 contribuindo com R\$ 59,4 milhões no aumento da PCLD no acumulado do ano;
 2. R\$ 10 milhões devido o menor volume de corte com a realocação de equipes durante o 1T15 - visando reestabelecer o fornecimento de energia após as tempestades que atingiram a área de concessão da Companhia, equipes de corte foram realocadas momentaneamente para auxiliar na manutenção da rede danificada. Considerando que a PCLD reflete períodos anteriores ao de competência, essa variação apresenta o reflexo das tempestades de dezembro de 2014 e de janeiro de 2015;
 3. R\$ 11,8 milhões referente a empresas em situação falimentar;
 4. reversão de R\$ 11,9 milhões em 2014 devido a acordos e regularizações de prefeituras e uma instituição pública;
 5. R\$ 14,5 milhões referente ao descadastramento de 312 mil instalações da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE); e
 6. R\$ 8,7 milhões referente ao Plano de Pagamentos Adimplentes.
- (ii) provisionamento de R\$ 35,0 milhões referente a possíveis multas regulatórias de DIC/FIC/DMIC/DICRI referente as inconsistências dos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015;

- (iii) provisionamento de R\$ 48,4 milhões referente a possíveis multas regulatórias de DIC/FIC/DMIC/DICRI referente as inconsistências dos dos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015;
- (iv) aumento de R\$ 59,2 milhões das multas regulatórias de DIC/FIC/DMIC no período devido os eventos climáticos do início de 2015;
- (v) receita em 2014 de R\$ 32,1 milhões decorrente da alienação de um ativo na Rua Tabatinguera;
- (vi) efeito positivo de R\$ 114,0 milhões no 4T14 da alienação de um ativo no bairro do Cambuci;
- (vii) R\$ 43,6 milhões relacionados a maiores despesas com a desativação e baixas de ativos, sendo, R\$ 27,9 milhões na adequação da Base de Remuneração Regulatória da Companhia para o 4º ciclo de revisão tarifária e R\$ 12,3 milhões com baixas não recorrentes.

EBITDA Ajustado¹⁴

No 4T15, o Ebitda Ajustado foi de R\$ 447,1 milhões, contra R\$ 571,4 milhões no 4T14. Os seguintes fatores explicam essa variação:

- (i) variação positiva de R\$ 129,7 milhões reflexo da revisão tarifária e ganho com perdas, apesar da retração do mercado; compensado por:
- (ii) R\$ 68,5 milhões referente ao aumento do PMSO gerenciável;
- (iii) plano de recuperação dos indicadores de qualidade no montante de R\$ 36,0 milhões;
- (iv) R\$ 47,9 milhões de maiores despesas com PCLD reflexo, principalmente, das revisões tarifárias dos últimos 12 meses;
- (v) R\$ 36,1 milhões referentes a uma provisão relacionada às inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC, considerando a reversão de R\$ 105,4 milhões da provisão realizada no 3T15;
- (vi) maiores despesas com multas de DIC/FIC/DMIC/DICRI no montante de R\$ 25,4 milhões; e
- (vii) efeito positivo da alienação do ativo no bairro Cambuci no 4T14, no valor de R\$ 114,0 milhões.

No acumulado do ano, o Ebitda Ajustado da Companhia foi de R\$ 1.199,6 milhões, uma redução de 22,9% em relação ao Ebitda Ajustado de R\$ 1.555,8 milhões em 2014. Essa variação deve-se, sobretudo, a:

- (i) variação positiva de R\$ 249,1 milhões em função do reajuste tarifário e ganhos com perdas, apesar do menor volume de energia consumida;
- (ii) R\$ 39,4 milhões da venda de energia sobrecontratada acima de 105%, no mercado de curto prazo; compensado por
- (iii) R\$ 117,9 milhões de aumento com PMSO gerenciável;
- (iv) R\$ 116,4 milhões de maiores despesas com PCLD devido aumento tarifário e impacto não recorrente de R\$ 10,4 milhões devido à redução de cortes realizados pela Companhia durante os temporais de dezembro de 2014 e janeiro de 2015 ao deslocar equipes para auxiliar no reestabelecimento do fornecimento de energia;
- (v) R\$ 141,5 milhões relacionada as inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC para o período de janeiro de 2011 a maio de 2015;
- (vi) R\$ 32,1 milhões referente à venda de um ativo na Rua Tabatinguera e R\$ 141,0 milhões da alienação de um ativo no bairro Cambuci;
- (vii) R\$ 24,0 milhões de efeito positivo no 9M14 em função da reversão de uma provisão de INSS após sua decadência; e

¹⁴ Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente, despesas com fundo de pensão e ativo possivelmente inexistente.

- (viii) R\$ 59,2 milhões de maiores despesas com multas de DIC / FIC / DMIC, principalmente em função dos temporais registrados no início do ano.

O Ebitda reportado no 4T15 foi de R\$ 411,3 milhões, ante um Ebitda de R\$ 639,6 milhões no 4T14, uma redução de R\$ 228,3 milhões. Em 2015, o Ebitda reportado da AES Eletropaulo foi de R\$ 963,6 milhões, um aumento de R\$ 450,5 milhões ante o Ebitda de R\$ 513,1 milhões em 2014.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 4T15 um resultado financeiro negativo em R\$ 279,4 milhões, ante um resultado financeiro negativo de R\$ 90,0 milhões no 4T14. A variação se deve, sobretudo, pela reclassificação de R\$ 121,7 milhões da variação cambial de Itaipú do acumulado do ano para o resultado financeiro do 4T15 dos quais somente R\$ 13,4 milhões é de competência do período.

Em 2015, a Companhia registrou resultado financeiro negativo em R\$ 313,9 milhões, enquanto que em 2014 o resultado financeiro foi negativo em R\$ 238,9 milhões. As variações das receitas e despesas financeiras dos períodos estão detalhadas a seguir:

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R\$ 31,9 milhões no 4T15, uma redução de 58,5% em relação aos R\$ 77,0 milhões registrados no 4T14. Esse desempenho é explicado por:

- (i) R\$ 41,7 milhões referente ao reconhecimento do resultado financeiro associado aos ativos financeiros setoriais líquido;
- (ii) R\$ 81,3 milhões negativos referentes à reclassificação da atualização do valor justo dos ativos da concessão¹⁵ (ativo financeiro da concessão) no 4T15;
- (iii) impacto de R\$ 15,4 milhões do menor rendimento das aplicações financeira no período; compensado por
- (iv) R\$ 35,3 milhões referentes as multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso.

Em 2015, a Companhia registrou uma receita financeira de R\$ 469,5 milhões, um aumento de 71,7% em relação aos R\$ 273,4 milhões registrados em 2014. Essa variação deve-se, principalmente a:

- (i) R\$ 126,8 milhões referentes ao reconhecimento da atualização do resultado financeiro dos ativos financeiros setoriais líquidos;
- (ii) R\$ 40,3 milhões referentes a multas, juros e correção monetária sobre as contas de energia elétrica em atraso; e,
- (iii) R\$ 37,9 milhões referentes ao maior recolhimento de juros, multas e atualização financeiro dos precatórios do município.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 4T15 totalizaram R\$ 189,4 milhões, um aumento de 26,7% em comparação ao 4T14 (R\$ 149,6 milhões). Essa variação é explicada, principalmente, por:

- (i) aumento no saldo da dívida bruta após emissão da 16^a e 17^a debêntures em 2014 e aumento da taxa CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas em R\$ 36,5 milhões;
- (ii) redução da atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente ao 4T15, no valor de R\$ 36,2 milhões, em comparação com o mesmo período do ano anterior; e

¹⁵ Refere-se a investimentos que não serão totalmente depreciados até o término da concessão. Ver Nota Explicativa nº. 11 das Demonstrações Financeiras

- (iii) provisionamento de R\$ 11,0 milhões referente à atualização monetária do DIC/FIC/DMIC/DICRI e do Fator Xq relacionados às inconsistências de apuração nos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015.

Em 2015, a Companhia registrou uma despesa financeira de R\$ 663,0 milhões, um aumento de 36,3% em relação aos R\$ 486,6 milhões registrados no ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pela:

- (i) aumento do saldo da dívida bruta após emissão da 16^a e 17^a debêntures em 2014 e aumento da taxa CDI, que resultou no aumento do encargo das dívidas de R\$ 129,0 milhões;
- (ii) aumento da atualização monetária sobre processos judiciais e outros referente em 2015, no valor de R\$ 3,2 milhões, em comparação ao ano anterior; e
- (iii) aumento de R\$ 15,4 milhões com despesas de seguro garantia e cartas fiança.

Variações Cambiais Líquidas

No 4T15, as variações cambiais líquidas apresentaram um prejuízo de R\$ 121,8 milhões, contra um prejuízo de R\$ 17,4 milhões registrados no 4T14. Essa variação é resultado da classificação da variação cambial da provisão das faturas de Itaipu como componente do resultado financeiro, assim como era a praticado em 2014.

No acumulado do ano, as variações cambiais líquidas apresentaram prejuízo de 120,4 milhões, apresentando um aumento de 369,0% ao montante auferido no mesmo período de 2014. Conforme mencionado acima, essa variação é explicada pela reclassificação da variação cambial de Itaipu.

LUCRO LÍQUIDO

No 4T15, a Companhia reportou um lucro líquido de R\$ 11,0 milhões versus um lucro líquido de R\$ 275,6 milhões no 4T14. Se, para fins de comparação, ajustarmos o resultado de 2014 por ativos e passivos regulatórios e pelo efeito do ativo possivelmente inexistente na receita do 4T14 e 4T15, no 4T14 a Companhia apresentou um lucro líquido de R\$ 206,8 milhões e no 4T15 um prejuízo líquido de R\$ 17,3 milhões. A variação de R\$ 224,1 milhões se dá em função do:

- (i) aumento de R\$ 178,7 milhões de despesas operacionais, incluindo o provisionamento relacionado às inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC no montante de R\$ 30,9 milhões (reversão dos R\$ 105,4 milhões do 3T15 mais a provisão de R\$ 152,5 milhões, descontando a alíquota de IR/CSLL de 34%);
- (ii) efeito negativo do resultado financeiro em R\$ 117,1 milhões; parcialmente compensado por
- (iii) redução de R\$ 9,7 milhões de depreciação e amortização; e
- (iv) aumento de R\$ 81,4 milhões referente ao reajuste tarifário e ganhos com perdas, apesar do menor volume consumido no período.

Em 2015, o lucro líquido da AES Eletropaulo foi de R\$ 101,1 milhões, um aumento de R\$ 232,9 milhões em comparação ao prejuízo líquido de R\$ 131,7 milhões em 2014. Para ficarmos com bases comparáveis, se ajustarmos o lucro líquido de 2014 pelos ativos e passivos regulatórios do período no montante de R\$ 426,0 milhões, pelas parcelas da restituição do ativo possivelmente inexistente em 2014 e pela receita da recuperação do montante ressarcido ao longo do segundo semestre de 2015, o lucro líquido ajustado de 2015 foi de R\$ 48,9 milhões versus um lucro líquido de R\$ 401,7 milhões em 2014. Essa variação deve-se ao:

- (i) aumento de R\$ 430,7 milhões de despesas operacionais, considerando R\$ 100,0 milhões do provisionamento relacionada às inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC (R\$ 152,5 milhões, descontando a alíquota de imposto de renda e contribuição social de 34%);
- (ii) efeito negativo de R\$ 41,9 milhões do resultado financeiro; e
- (iii) aumento de R\$ 13,2 milhões de depreciação e amortização; parcialmente compensado por:
- (iv) aumento de R\$ 95,0 milhões, reflexo das revisões tarifárias de 2015, R\$ 25,8 milhões da venda de energia acima do limite de 105% no mercado de curto prazo e ganhos com perdas, apesar do menor volume consumido no período.

ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

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 deve ser registrada 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 regulatórios 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, pró-forma, das variações dos ativos e passivos regulatórios no resultado antes dos tributos da AES Eletropaulo:

Ativos e Passivos Regulatórios	4T14	4T15	2014	2015
Itens regulatórios a serem compensados em ciclos futuros	(60,5)	(47,5)	(82,3)	(604,3)
Itens regulatórios de ciclos anteriores	(23,9)	198,1	(833,6)	(466,1)
Total	(84,4)	150,6	(915,9)	(1.070,4)

Em 2015, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R\$ 604,3 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R\$ 466,1 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou em um impacto negativo de R\$ 1.070,4 milhões de descasamento do fluxo de caixa da Companhia, explicado principalmente pelo:

- (i) maior custo com energia de Itaipú, principalmente em função da desvalorização do real diante o dólar americano versus o câmbio considerado na tarifa resultando em um ativo financeiro setorial líquido de R\$ 1.109,6 milhões e R\$ 86,2 milhões da variação cambial da provisão até a liquidação da fatura de Itaipú também em função da desvalorização da moeda brasileira;
- (ii) efeito negativo de R\$ 1.036,7 milhões referentes, à CDE em função da significativa queda de mercado ao longo do ano;
- (iii) maior despesa com encargo setorial de ESS como resultado da queda do PLD no período gerando um ativo financeiro setorial líquido de R\$ 281,8 milhões; parcialmente compensados por:
- (iv) menor despesa com custos de energia contratada, resultando em um passivo regulatório líquido R\$ 940,7 milhões em 2015;

No quadro abaixo, está demonstrado o resultado que seria auferido pela Companhia, caso os ativos e passivos regulatórios transitassem no seu resultado em 4T14 e acumulado do ano:

Ativos e Passivos Regulatórios	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Lucro/Prejuízo Líquido sem os itens regulatórios (IFRS)	275,6	11,0	-96,0%	(131,7)	101,1	-176,8%
(Ativos)/Passivos regulatórios - Líquido de IR/CS	(122,8)	-	-100,0%	426,0	-	-100,0%
Lucro/Prejuízo Líquido incluindo itens regulatórios¹	152,7	11,0	-92,8%	294,2	101,1	-65,6%

¹ Não ajustada pela restituição do ativo possivelmente inexistente

A variação de Parcela A estimada pela Companhia a ser compensada em períodos futuros é de R\$ 1.340,9 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\$ 1.371,9 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R\$ 1.233,1 milhões).

Em 31 de dezembro de 2015, as disponibilidades da Companhia somavam R\$ 531,2 milhões, valor R\$ 378,0 milhões inferior ao mesmo período de 2014.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 4.443,3 milhões, um aumento de 29% em relação ao 4T14. Esse aumento deve-se principalmente a:

- (i) 17ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 190 milhões;
- (ii) 18ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 400 milhões;
- (iii) 19ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 320 milhões;
- (iv) Liberações FINEM, no valor de R\$ 171,1 milhões;
- (v) redução de R\$ 378,0 milhões no saldo caixa.

Parcialmente compensados pelo:

- (vi) pagamento da 3ª e 4ª parcelas de amortização da 13ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 80 milhões, em maio e dezembro de 2015;
- (vii) pagamento de parcelas de amortização do CCB com o Bradesco, no valor de R\$ 180 milhões, em novembro e dezembro de 2015;
- (viii) pagamento da 1ª parcela de amortização da 9ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 75 milhões, em agosto de 2015;
- (ix) pagamento da 1ª parcela de amortização da 17ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 100 milhões, em julho de 2015;
- (x) pagamento de parcelas de amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R\$ 175,1 milhões, em 2015.

Dívida - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.071,9	3.602,5	17,3%
Fundo de Pensão	1.270,8	1.371,9	8,0%
(-) Disponibilidades ¹	909,2	531,2	-41,6%
Dívida Líquida	3.433,5	4.443,3	29,41%
EBITDA (LTM)	531,3	963,6	81,4%
Despesa com FCESP (LTM)	286,0	315,3	10,2%
Ativos e Passivos regulatórios (LTM)	593,9	-	-100,0%
EBITDA Ajustado (LTM)	1.411,2	1.278,8	-9,38%
Despesa financeira sobre empréstimos²	- 332,2	- 461,4	38,92%
Dívida Líquida²/EBITDA Ajustado	2,43	3,47	42,81%
EBITDA Ajustado/Despesa financeira²	4,25	2,77	-34,77%

1- Caixa + Títulos e Valores Mobiliários

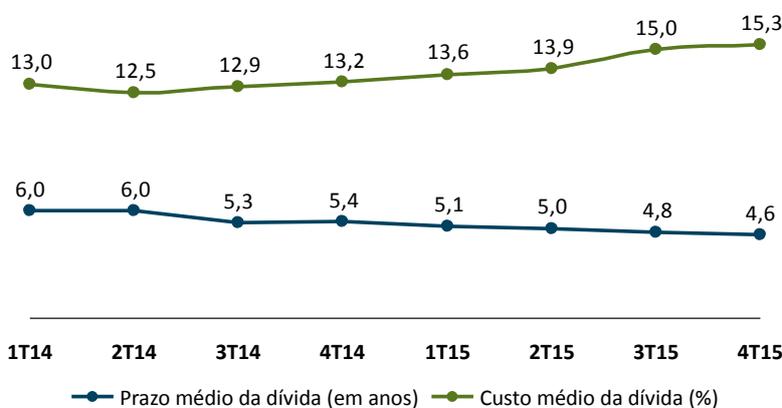
2 - Desp. Fin. para fins de covenant, não considera reserva de reversão/fees de debêntures

Em 31 de dezembro de 2014, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R\$ 3.009,0 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,43% a.a., e passou para R\$ 3.343,0 milhões, a um custo médio de CDI + 1,80% a.a. em 31 de dezembro de 2015 em função, principalmente, das novas emissões ocorridas no período (17ª emissão de debêntures, 18ª emissão de debêntures e 19ª emissão de debêntures), parcialmente compensado pelas amortizações realizadas no período (9ª emissão de debêntures, 13ª emissão de debêntures, 16ª emissão de debêntures, 17ª emissão de debêntures e CCB Bradesco).

O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGPDI + 5,5% a.a.) em 31 de dezembro de 2014 era de R\$ 1.321,7 milhões. Em 31 de dezembro de 2015, este saldo atrelado aos demais índices passou a totalizar R\$ 1.588,3 milhões, ao mesmo custo médio de 2014, conforme mencionado acima.

O prazo médio da dívida em 31 de dezembro de 2014 era de 5,36 anos, patamar superior ao prazo de 4,64 anos, de 31 de dezembro de 2015.

Custo e Prazo Médio da dívida



Considerando o Ebitda previsto nos covenants¹⁶ dos 12 meses findos em dezembro de 2015, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, de 3,47x, e Ebitda Ajustado/Despesa Financeira, de 2,77x.

Os covenants da dívida para o 4T15 são:

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

Desta forma, em 31 de dezembro de 2015, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida.

Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

¹⁶O 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 regulatórios (positivos e negativos no resultado), conforme as regras regulatórias determinadas pela Aneel, desde que não tenham sido incluídos no resultado operacional acima.

Cronograma de amortização da dívida - R\$ milhões¹⁷



INVESTIMENTOS

No 4T15, a AES Eletropaulo investiu R\$ 218,7 milhões. Do total, R\$ 204,1 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 14,6 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

Em 2015, a AES Eletropaulo investiu R\$ 604,1 milhões. Do total, R\$ 522,1 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 81,9 milhões correspondem à projetos financiados pelos clientes.

Investimentos - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	48,0	85,8	79,0%	282,3	262,3	-7,1%
Confiabilidade operacional	29,1	62,0	112,9%	143,6	136,3	-5,1%
Recuperação de perdas	3,2	3,0	-7,8%	8,9	8,7	-2,2%
Tecnologia da Informação	12,2	27,4	124,1%	33,5	66,7	99,1%
Outros	18,2	25,9	42,0%	42,0	48,0	14,3%
Total com Recursos Próprios	110,8	204,1	84,2%	510,4	522,1	2,3%
Financiado pelo cliente	19,1	14,6	-23,3%	72,6	81,9	12,8%
Total	129,8	218,7	68,4%	583,0	604,1	3,6%

A Companhia planeja investir R\$ 3,5 bilhões para o ciclo de 2015 a 2019. Desse montante, são previstos R\$ 3,1 bilhões com recursos próprios e R\$ 392 milhões financiados pelos clientes.

Principais Investimentos - 4T15 e 2015

Serviços ao Cliente e expansão do Sistema - Visa ao 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 4T15, R\$ 43,4 milhões foram investidos na adição de 78,3 mil novos clientes (14,8 mil referem-se a regularizações de ligações ilegais) e na expansão foram investidos R\$ 42,1 milhões do sistema para a melhora da qualidade do fornecimento de energia com conclusão da 2ª etapa das obras do complexo Esplanada, foram inaugurados 6 circuitos primários de distribuição de energia elétrica. Tais obras têm o objetivo de atender com maior confiabilidade ao crescimento da região, beneficiando mais de 113 mil clientes dos municípios Cotia, Embu, Itapeperica da Serra, Osasco, São Paulo e Taboão da Serra.

No acumulado do ano, foram investidos R\$ 182,2 milhões em Serviços ao Cliente e R\$ 80,1 na Expansão do Sistema.

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

¹⁷ Fluxo composto por amortização de principal, juros acruados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 15" das Demonstrações Financeiras da Companhia.

No 4T15, foram investidos 62,3 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede e modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

Em 2015 foram investidos R\$ 136,3 milhões em manutenções na rede para preservação do negócio.

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

No 4T15 o montante investido em recuperação de perdas foi de R\$ 3,0 milhões. Foram realizadas 6,6 mil regularizações irregularidades por meio de inspeções de fraude e anomalias.

Em 2015 foram investidos R\$ 8,7 milhões totalizando 30,3 mil regularizações de ligações ilegais.

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 4T15 foram investidos R\$ 27,4 milhões em projetos de TI. Em 2015 foram investidos R\$ 66,7 milhões.

Outros - No 4T15, foram investidos R\$ 25,9 milhões em outros projetos, dos quais R\$ 1,2 milhões foram destinados a muros, passeios e taludes, R\$ 1,5 milhões referentes à renovação da frota de veículos e R\$ 1,9 milhão em segurança eletrônica, entre outros investimentos.

Em 2015 foram investidos R\$ 48,0 milhões em serviços de suporte a operação.

Financiado pelo Cliente - Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R\$ 14,6 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

Em 2015 foram investidos R\$ 81,9 milhões em serviços de terceiros.

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R\$ milhões	4T14	4T15	Var.	2014	2015	Var.
Saldo inicial de caixa	942	766	(176)	974	909	(65)
Geração de caixa operacional	436	270	(166)	752	571	(181)
Investimentos	(67)	(179)	(111)	(501)	(634)	(133)
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	(413)	(229)	183	(53)	(36)	17
Despesas com Fundo de Pensão	(44)	(52)	(8)	(210)	(195)	15
Imposto de Renda	(2)	(34)	(33)	(49)	(106)	(57)
Caixa restrito e/ou bloqueado	126	(10)	(135)	65	21	(44)
Caixa livre	36	(235)	(271)	4	(378)	(382)
Pagamento de Dividendos e JSCP	(69)	-	69	(69)	-	69
Saldo final de caixa	909	531	(378)	909	531	(378)

O fluxo de caixa gerencial é um instrumento de gestão de caixa e, no caso da AES Eletropaulo, apresenta algumas diferenças de classificação em relação aos procedimentos contábeis, que adotam regime de competência para fins de reconhecimento de resultados.

A distinção entre os regimes de caixa e competência explica a diferença entre a geração de caixa operacional e o Ebitda Ajustado da Companhia.

Para um melhor entendimento das variações de geração de caixa operacional entre os períodos a seguir, as análises consideram a diferença entre os impactos no caixa da Companhia e os montantes homologados na tarifa de cada período.

Destaques do Fluxo de Caixa do 4T15 em comparação ao 4T14

A Companhia registrou queda na geração de caixa operacional no 4T15 quando comparada ao 4T14 de R\$ 166,3 milhões principalmente, em função de:

- (i) efeito negativo de R\$ 306,6 milhões com a retração do mercado no 4T15, que apesar dos eventos tarifários de 2015, resultou em um aumento da arrecadação no período menor que a alta dos custos com encargos setoriais (CDE) e maiores custos com energia de Itaipú dada a desvalorização do real perante o dólar americano previsto na tarifa (R\$ 3,12/USD);
- (ii) aumento de gasto com despesas operacionais em R\$ 80,6 milhões; parcialmente compensado por:
- (iii) término da devolução da bolha em jun/15 que impactou a arrecadação do 4T14 no montante de R\$ 100,7 milhões; e,
- (iv) recuperação da devolução do ativo possivelmente inexistente resultando em uma variação de R\$ 123,4 milhões (pagamento de R\$ 81,4 milhões no 4T14 vs arrecadação de R\$ 43,2 milhões no 4T15).

Em relação a variação de R\$ 271 milhões no caixa livre da Companhia, o fluxo de caixa operacional responde pelo impacto negativo de R\$ 166 milhões e os investimentos respondem pelo impacto negativo de R\$ 111,4 milhões.

Destaca-se que o saldo líquido do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação positiva de R\$ 183 milhões devido principalmente à emissão da 19ª debênture no montante de R\$ 320 milhões.

Destaques do Fluxo de Caixa de 2015 em comparação à 2014

A redução de R\$ 181 milhões na geração de caixa operacional em 2015 quando comparada a 2014 é explicada, principalmente:

- (i) pela variação negativa de R\$ 671,8 milhões dos custos com parcela A, como encargos setoriais e compra de energia, assim como mencionado acima;
- (ii) aumento nos gastos de PMSO em R\$ 98,4 milhões;
- (iii) alienação de ativo em 2014 no montante de R\$ 27,5 milhões contra R\$ 11,6 milhões em 2015; parcialmente compensado por:
- (iv) término da devolução da bolha que impactou a arrecadação no montante de R\$ 201,3 milhões contra R\$ 583 milhões do ano anterior; e,
- (v) recuperação da devolução do ativo possivelmente inexistente resultando em uma variação de R\$ 239,7 milhões (pagamento de R\$ 162,7 milhões contra arrecadação de R\$ 77 milhões no 9M15).

O resultado líquido de dívidas e captações se mostrou positivo em R\$ 16,8 milhões visto que houve emissão de R\$ 910 milhões em debêntures no período.

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.

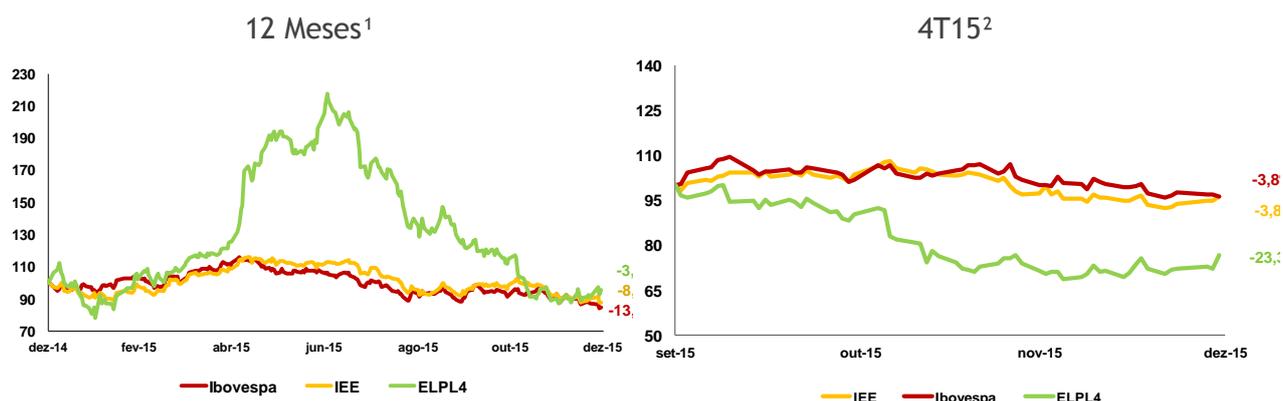
DESEMPENHO DAS AÇÕES

As ações preferenciais da AES Eletropaulo encerraram o 4T15 cotadas a R\$ 8,24, registrando queda de 3.00% no período. O IEE apresentou uma queda de 8,68%, enquanto o Ibovespa também recuou em 13,1% no período de 3T15.

Durante o 4T15, as ações preferenciais da Eletropaulo foram negociadas em todos os pregões da BM&FBovespa. Os dados de liquidez mostram a realização de 122,5 mil negócios no período, média de 40,8 mil por mês, envolvendo cerca de R\$ 404,4 milhões em ações preferenciais, com volume financeiro médio diário de R\$ 6,7 milhões no 4T15 no mercado à vista.

Nos últimos 12 meses, as ações preferenciais da Eletropaulo apresentaram queda de 3,0% refletindo, principalmente, eventos ocorridos durante segundo semestre do ano de 2015: (i) queda de mercado decorrente da atual situação macroeconômica do país; (ii) situação do caso Eletrobras (iii) provisão para contingências regulatórias publicadas no 3T15; mas tais efeitos negativos foram parcialmente compensados, principalmente pelos eventos ocorridos no 1S15: (iv) republicação da tarifa em janeiro de 2015 excluindo o efeito negativo do componente financeiro referente ao ativo possivelmente inexistente; (v) revisão Tarifária Extraordinária de março de 2015 com efeito médio ao consumidor de 32%; (vi) publicação dos números preliminares do 4º Ciclo da Revisão Tarifária no começo de junho; (vii) publicação dos números finais do 4º Ciclo da Revisão Tarifária no final do trimestre com efeito médio ao consumidor de 15,23%.

Nesse período o Ibovespa e o IEE ambos registraram queda de 3,3%.



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.

Em 2015 foi registrado um acidente de trânsito envolvendo uma equipe contratada e que resultou em duas fatalidades. A equipe deslocava-se com um caminhão tipo cesta aérea em direção à base operacional quando o motorista perdeu o controle do veículo devido à não utilização do dispositivo de segurança (freio-motor).

A perda de controle do veículo resultou em seu tombamento lateral. Devido a esta ocorrência, a taxa de gravidade de acidentes com colaboradores contratados aumentou de 30x no 4T14 para 1.353x no 4T15.

Além desse evento, houve incremento das taxas de frequência com colaboradores próprios e contratados em relação a 2014, resultado de pequenos eventos em termos de lesão. Nenhum evento foi relacionado à interação com energia elétrica.

Os eventos registrados em 2015 demandaram maior atenção sobre a redução da frequência de acidentes e para o reforço dos princípios e da cultura de segurança em todos os níveis operacionais. Por isso, definimos um plano de ações estratégicas adicionais ao nosso Programa de Segurança, em aspectos de processos, coleta de dados, reporte e análise de eventos, tecnologia, gestão de contratados e treinamentos. Em 2016 será iniciado um novo ciclo estratégico para o tema de segurança na AES, com base nos desafios observados nos últimos anos e lições aprendidas.

Quanto aos incidentes com a população, em 2015 registramos um número de acidentes fatais 60% superior ao ano anterior. Esse aumento que pode ser atribuído ao avanço das atividades informais de construção civil próximas à rede de energia elétrica, realizadas principalmente nas comunidades de baixa renda. Para combater essas práticas e prover mais segurança para toda a população, em 2015 realizamos campanhas mais frequentes para conscientizar sobre os riscos do contato com a rede elétrica. Mantemos uma abordagem consistente com as campanhas de mídia de massa (TV e rádio) e Blitzes junto às regiões de baixa renda. Elevamos também a frequência das abordagens dinâmicas com a população, por meio do uso de vans adaptadas para conscientizar a população sobre os perigos existentes e as formas de prevenção de acidentes na rede elétrica.

Quanto ao desempenho ambiental, um dos principais indicadores de acompanhamento é o de reciclagem, recuperação e reutilização de resíduos, que apresentou aumento em 2015 (64%) em relação a 2014 (60%).

A AES Eletropaulo não evitou emissões no 4T15. Foram emitidas 2.086 toneladas de CO₂e a mais comparado ao 4T14. Este aumento decorreu do ajuste de um medidor de energia na sede e um discreto aumento das perdas globais. Apesar de as emissões do 4T15 terem sido superiores às emissões do mesmo período do ano anterior, os outros trimestres de 2015 acumularam uma redução no consumo de energia e perdas que possibilitaram que mais 50 mil toneladas de CO₂e fossem emitidas.

Meta	Indicador de desempenho	2013	2014	4T14	2015	4T15
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Número de acidentes fatais	0	0	0	2	2
	TF próprios	4,36	4,68	4,68	5,54	5,54
Reduzir em 10% as taxas de frequência e de gravidade com colaboradores próprios e contratados em 2015	TF contratados	3,89	2,45	2,45	5,04	5,04
	TG próprios	37,64	71,00	71,00	52,00	52,00
	TG contratados	14,48	30,00	30,00	1.353,00	1.353,00
Zero acidente fatal com a população	Número de acidentes fatais	18	10	2	16	4
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2015	Número de acidentes totais	104	69	20	91	20
Reciclar, recuperar ou reutilizar 70% dos resíduos até 2019	Índice da soma de resíduos reciclados, recuperados e reutilizados/Total de resíduos gerenciáveis gerados	58%	60%	ND	64%	ND
Evitar as emissões de CO ₂ e a partir da redução de 4 mil MWh de energia elétrica referente ao consumo próprio e 26,4 mil GWh de perdas globais até 2019	MWh	43.469	40.864	10.149	40.238	10.418
	GWh de perdas globais	5.139	4.966	1.113	4.543	1.150

ENGAJAMENTO DE PÚBLICOS DE RELACIONAMENTO

COLABORADORES, FORNECEDORES 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 até 2019 - em 2015, esse índice foi de 78% na companhia. Para tanto, um dos principais indicadores é a rotatividade, que apresentou redução em 2015, alcançando 1,30%, frente a 1,98% em 2014.

No compromisso de desenvolver seus fornecedores, a AES Eletropaulo monitora o desempenho das empresas por meio do Índice de Desenvolvimento de Fornecedores (IDF)¹⁸. Em 2015, 73% dos fornecedores apresentaram IDF igual ou acima de 75 (sendo que 100 é a pontuação máxima), valor inferior ao de 2014 (76%). O IDF estabelece a obrigatoriedade da implementação de planos de ação/recuperação para os fornecedores cujo resultado da avaliação atingiu nota inferior a 70 pontos. Um comitê de avaliação toma decisões sobre planos de ação que devem ser implementados junto aos fornecedores que apresentam uma recorrência de má avaliação. Os fornecedores recebem o resultado das avaliações aberto por critério, acompanhados dos planos na íntegra.

Meta	Indicador de desempenho	2014	2015
Attingir índice de 82% de satisfação no ambiente de trabalho de 2015 a 2019	Rotatividade	1,98%	1,30%
Ter 80% dos fornecedores com IDF igual ou acima de 75 até 2019	% de fornecedores com IDF igual ou acima de 75	76%	73% ^A

AES Eletropaulo vem desenvolvendo junto à comunidade alguns projetos de eficiência energética com a finalidade de incentivar o consumo eficiente de energia, como por exemplo:

- (i) **Projeto Palácio dos Bandeirantes:** projeto da AES Eletropaulo em parceria com o Governo do Estado para instalação de uma pequena usina de geração de energia elétrica fotovoltaica para atender parte da eletricidade usada no Palácio dos Bandeirantes. Ao todo, foram instalados 262 painéis solares, com capacidade de 310 watts cada, colocados estrategicamente na cobertura da edificação. Com a implantação do projeto além de produzir energia limpa, o Palácio deve, também, ter seu consumo de eletricidade reduzido. Para tanto, todo o sistema de iluminação do local foi modernizado e substituído por sistema de iluminação fluorescente modelo T5. Com investimento de R\$ 1,3 milhão, o projeto vai garantir uma economia de 730 MWh por ano - o que equivale ao consumo médio de 243 residências.
- (ii) **Projeto Hospital das Clínicas:** projeto da AES Eletropaulo em parceria com o Governo do Estado de São Paulo e a COMGÁS (Companhia de Gás de São Paulo), para implantação do Programa de Geração Distribuída de Energia Elétrica e Térmica no Complexo Hospitalar do Hospital das Clínicas. A proposta de projeto prevê uma central de cogeração, usina solar fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia e modernização de equipamentos de ar-condicionado e iluminação, o que permitirá aumentar a confiabilidade do sistema de energia, a modernização do parque de equipamentos, redução dos custos operacionais e centralização da geração de energia e água gelada. O objetivo desta iniciativa é a ampliação da segurança energética e a máxima eficiência no uso integrado de energia em todo o conjunto destas unidades do maior complexo hospitalar do país.

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 15 mil famílias - cerca de 60 mil pessoas, número maior no 4T15 do que o mesmo período no ano anterior. Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com o 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.

Para 2015, a meta é regularizar 63 mil ligações foi superada e o resultado totalizou 67 mil ligações.

O projeto “Recicle Mais, Pague Menos”, e as ações de eficiência energética do programa “Transformação de Consumidores em Clientes” viabilizaram juntos a redução em 2015 de 40.814 MWh no consumo de energia elétrica no período, frente a 55.456 MWh em 2014.

¹⁸ O cálculo do IDF é feito por meio de uma média ponderada considerando as notas atribuídas aos índices que medem a *performance* dos fornecedores e seus respectivos pesos.

Meta	Indicador de desempenho	1T14	2T14	3T14	4T14	2014	1T15	2T15	3T15	4T15	2015
Ampliar acesso à energia elétrica regularizada para 183 mil famílias de comunidades de baixa renda até 2019	Número de ligações regularizadas*	11.525	15.189	18.123	14.259	59.096	14.616	19.151	18.289	14.987	67.043
Contribuir para a redução de 240 mil MWh do consumo de energia dos clientes até 2019	MWh reduzido*	11.775	15.246	18.691	9.744	55.456	10.467	10.736	9.691	9.920	40.814

*Valores atualizados trimestralmente, devido a atualizações cadastrais do programa Transformação de Consumidores em Clientes.

Mais de 96 mil pessoas foram beneficiadas pelas iniciativas de educação para o consumo consciente no primeiro semestre de 2015. Entre elas estão as crianças e jovens atendidos pelo projeto social Casa de Cultura e Cidadania e os alunos participantes do projeto AES Eletropaulo nas Escolas.

Meta	Indicador de desempenho	2014	2015
Educar 92 mil pessoas ao ano e influenciar a mudança de hábito para o consumo consciente de 70% em 2015	Número de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente(*)	ND	96.596

*Devido a ajustes nos critérios de contabilização realizados em 2015, os valores de 2014 e 2015 não são comparáveis.

Meta	Indicador de desempenho	1S14	1S15
Educar 92 mil pessoas ao ano e influenciar a mudança de hábito para o consumo consciente de 70% em 2015	Número de pessoas que participaram de ações de educação para o consumo consciente	61.077	34.943

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 pela BNDES Participações S.A. - BNDESPAR ("BNDESPAR"), um pelos empregados, um é membro independente, um foi indicado/eleito por acionistas minoritários detentores de ações ordinárias e um indicado por minoritários detentores de ações preferenciais. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da Assembleia Geral que examinará as contas da administração da Companhia referentes ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2015.

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 foram indicados pela BNDESPAR; um foi indicado pelos acionistas minoritários ordinários; e um efetivo e um suplente foram indicados 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.

RESTRUTURAÇÃO SOCIETÁRIA / ESTRUTURA ACIONÁRIA

No dia 03 de junho de 2015 a AES Tietê S.A. (“AES Tietê”), em conjunto com a Companhia Brasileira de Energia (“Cia Brasileira”), publicou Fato Relevante na Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) informando o mercado sobre uma proposta de Reorganização Societária envolvendo essas companhias e as sociedades direta e indiretamente controladas pela Cia Brasileira.

A proposta de reestruturação foi submetida à aprovação dos órgãos societários competentes das Companhias, bem como à aprovação das autoridades reguladoras, conforme aplicável, e, em 31 de dezembro todas as condições suspensivas da reorganização foram implementadas.

Desta forma em 31 de dezembro de 2015, o processo de reorganização foi efetivado. A reorganização foi realizada por meio da cisão parcial da Cia Brasileira e sendo o acervo cindido transferido para a Brasileira Participações. A Cia Brasileira passou a deter diretamente o controle exclusivo da AES Tietê e a Brasileira Participações passou a deter o controle, direto ou indireto, de todas as demais empresas (AES Eletropaulo, AES Elpa, AES Uruguaiana e AES Serviços). Na etapa subsequente, a AES Tietê foi incorporada pela Cia Brasileira e conseqüentemente foi extinta, sendo esta última a entidade legal remanescente e cuja denominação social foi alterada para AES Tietê Energia S.A. (“AES Tietê Energia”).

A AES Holdings Brasil e a BNDES Participações S.A (“BNDESPAR”) formalizaram a assinatura do acordo de acionistas da Companhia, o qual reflete substancialmente os mesmos termos do antigo acordo de acionistas da Cia Brasileira antes da reorganização.

Após a cisão parcial, AES Holdings Brasil e BNDESPAR passaram a deter as mesmas proporções do capital social da Brasileira Participações que detinha anteriormente da Cia Brasileira, conforme tabela abaixo:

Estrutura Societária da Brasileira Participações após a Reorganização Societária

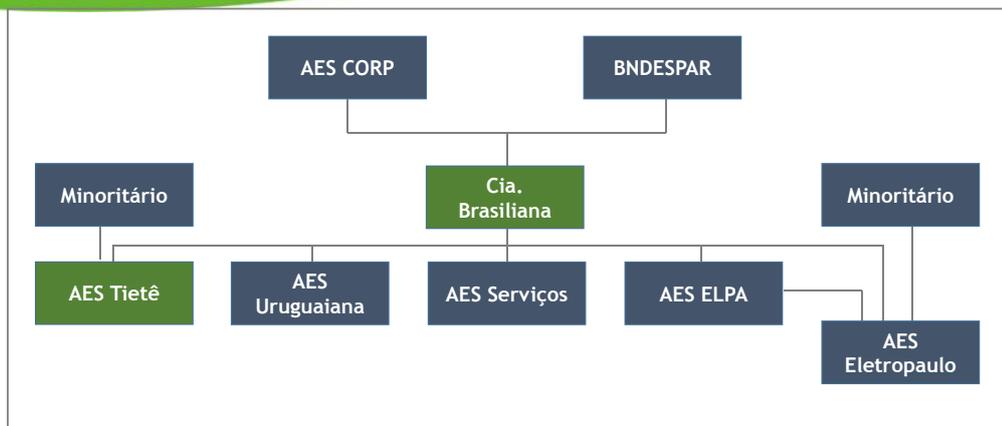
Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES Holdings Brasil Ltda.	253.846.155	50,0%	6	0,0%	253.846.161	46,2%
BNDES Participações S.A. - BNDES	253.846.154	50,0%	42.307.693	100,0%	296.153.847	53,8%
Total	507.692.309	100,0%	42.307.699	100,0%	550.000.008	100,0%

Por meio da cisão parcial, foram transferidos à Brasileira Participações, a totalidade dos elementos patrimoniais avaliados conforme laudo de avaliação os quais integram a parcela cindida do patrimônio da Cia Brasileira, tais como registrados e refletidos contabilmente em balanço da Cia Brasileira levantado em 30 de junho de 2015. As variações patrimoniais do acervo cindido ocorridas entre a data base e a data da efetiva cisão parcial foram absorvidas pela Brasileira Participações. A cisão parcial foi efetivada “linha a linha” das contas patrimoniais cindidas.

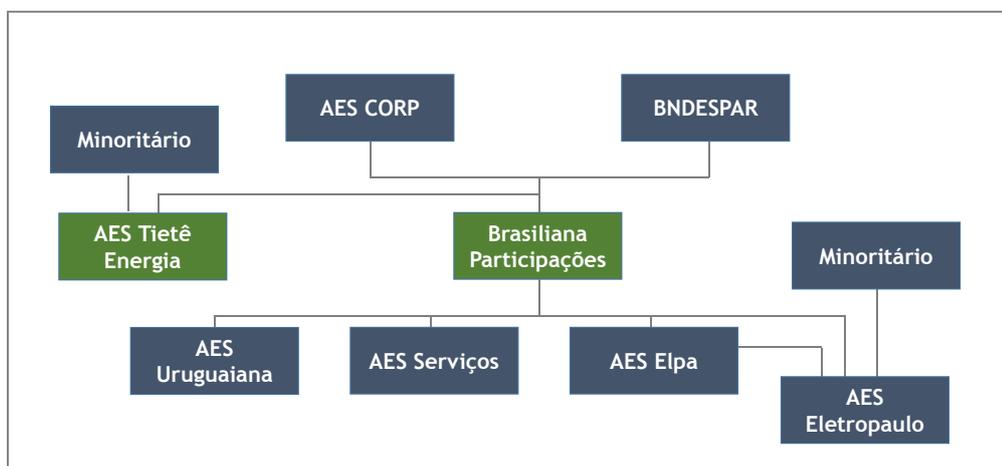
Assim, a Brasileira Participações assumiu as responsabilidades ativas e passivas, presentes e futuras, bem como saldos de diferenças tributárias temporárias, relativas ao acervo cindido que lhe foi transferido, conforme assembleia geral de 26 de outubro de 2015.

A seguir, resumo da estrutura societária antes e após a Reestruturação Societária descrita acima.

Estrutura antes da Reorganização Societária



Estrutura após a Reorganização Societária



Considerando a Reestruturação Societária acima mencionada, a Brasileira Participações passou a ser a controladora indireta da Companhia.

A composição acionária da Companhia, após a reestruturação acima mencionada é demonstrada a seguir:

AES Eletropaulo						
Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES Elpa S.A.	51.825.798	77,8%	-	0,0%	51.825.798	31,0%
União Federal	13.342.384	20,0%	258	0,0%	13.342.642	8,0%
Brasileira Participações S.A.	-	0,0%	7.434.410	7,4%	7.434.410	4,4%
Free float	1.436.635	2,2%	93.304.402	92,6%	94.741.037	56,6%
Total	66.604.817	100,0%	100.739.070	100,0%	167.343.887	100,0%

31/12/2015



Índice de Ações com Tag Along Diferenciado

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 asseguarção 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 n.º 4.259/2013 e n.º 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 a ser recebido via tarifa no ciclo tarifário atual (próximos 12 meses).

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, tomará todas as medidas cabíveis nas esferas administrativas e judiciais, se necessário, buscando 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.

Eletrobrás - Contrato de Financiamento

Em 17 de setembro foi divulgado o laudo pericial sobre a disputa judicial que envolve a Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ("Eletrobrás"), 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 Eletrobrás, em 30 de outubro de 1986 ("Empréstimo").

Esse 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, estando, contudo, sujeito ainda a questionamentos pelas partes. 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. O valor da dívida é estimado pela Companhia em R\$ 1,7 bilhão, conforme divulgado em 30 de junho de 2015. No entanto as mesmas premissas técnicas reconhecidas pelo perito judicial conduzem à conclusão oposta, afastando a sua responsabilidade pelo débito, conforme será demonstrado nos autos do processo.

Em relação ao laudo, no dia 30 de setembro de 2015 protocolamos junto a 5ª Vara Civil nossos pareceres técnicos e submetemos novos questionamentos ao perito judicial.

Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença, e se forem apurados valores a serem pagos pela Companhia, a Eletrobrás poderá reiniciar o processo de execução contra a Companhia, sendo que, quando tal fato acontecer, para que a Companhia possa se defender, será necessário apresentar garantia nos termos do Código do Processo Civil Brasileiro.

Ainda de acordo com o disposto no Código do Processo Civil Brasileiro, a Eletrobrás terá o direito de solicitar ao juízo da causa o levantamento da garantia ofertada pela Companhia, mesmo antes da decisão final. Na eventualidade da solicitação da Eletrobrás 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.

Liminar ABRACE

Como resultado da Audiência Pública nº 057/15, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.967/2015, a qual homologou novas tarifas para os clientes associados a ABRACE (Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres) em cumprimento à decisão liminar do processo judicial apresentado por esta associação.

Em resumo, a liminar determina 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.

Com o cumprimento da decisão judicial, os consumidores da ABRACE deixarão de participar do rateio destes custos. De acordo com a referida resolução, as distribuidoras assumem este custo financeiro até o próximo reajuste tarifário anual. Ou seja, a parcela desonerada da CDE aos associados da ABRACE será rateada para os demais consumidores no próximo processo tarifário de cada distribuidora.

A Aneel está tentando cassar a liminar da ABRACE na justiça, mas enquanto esta cassação não é efetivada, as concessionárias devem aplicar as tarifas que a Aneel homologou exclusivamente para os clientes associados à ABRACE. Adicionalmente, a ABRADÉE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) também recorreu à justiça para cassar a liminar visando evitar o impacto do descasamento dos custos financeiros no fluxo de caixa das suas associadas.

Para a AES Eletropaulo o rateio do reajuste da tarifa dos associados da ABRACE só será feito em julho de 2016, o que levará a Companhia a desembolsar o reajuste dos associados não previsto na revisão tarifária ocorrida no último 4 de julho com caixa próprio, cerca de R\$ 3,5 milhões por mês. De acordo com a Aneel, aquelas concessionárias de distribuição de energia que tiverem seu equilíbrio econômico-financeiro afetado, poderão solicitar ao órgão um reajuste extraordinário.

Em dezembro de 2015, por meio de decisão judicial, a qual deu provimento ao agravo de instrumento interposto pela ABRADÉE, 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.

Manual Contabilidade Aneel e Reclassificações 2015

Com a entrada em vigor, a partir de 1º de janeiro de 2015, do novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - “MCSE”, emitido pela ANEEL, a Administração da Companhia optou por alinhar a apresentação da demonstração dos resultados com esta orientação por entender que retrata mais adequadamente suas operações, embora não fosse requerida para fins societários. As reclassificações efetuadas com o intuito de alinhar o critério de apresentação com as melhores práticas das empresas do setor elétrico foram: (i) indicadores de continuidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI) classificados como “Outros custos operacionais”, anteriormente apresentados como “Despesas financeiras”; e (ii) a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE - classificada como “Deduções da receita operacional bruta”, anteriormente apresentada como “Custos operacionais”.

A partir de dezembro de 2015 a Companhia reclassificou a atualização do ativo financeiro da concessão da rubrica “Receitas financeiras” para “Receita operacional líquida”. Esta reclassificação foi embasada em parecer técnico elaborado por especialistas externos, no qual se avaliou que o tratamento desta receita de atualização é melhorado ao classificá-la como parte da receita da atividade principal da concessionária, juntamente com as receitas derivadas das tarifas de distribuição de energia elétrica, levando-se em conta que este ativo é inerente à atividade da Companhia. As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato destes dois ativos integrarem a base regulatória de remuneração. Logo, quando se analisa o negócio de distribuição de energia elétrica, o retorno da indenização ao final da concessão faz totalmente parte deste negócio, assim como o retorno das tarifas de distribuição, sendo mais consistente que, nas demonstrações dos resultados, ambos fiquem evidenciados como receita operacional líquida.

Diante do exposto acima, para melhor apresentação e comparabilidade das informações, a Companhia reclassificou os saldos da demonstração dos resultados e da demonstração do valor adicionado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

ANEXOS

Consumo Cativos - GWh ¹	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Residencial	4.248,4	3.981,8	-6,3%	16.882,2	16.020,7	-5,1%
Comercial	3.295,0	3.241,8	-1,6%	12.737,6	12.571,5	-1,3%
Industrial	1.378,7	1.200,2	-12,9%	5.280,8	4.766,1	-9,7%
Demais	751,5	717,9	-4,5%	2.926,0	2.820,8	-3,6%
Mercado Cativo	9.673,6	9.141,7	-5,5%	37.826,6	36.179,1	-4,4%
Cientes Livres	2.126,7	1.959,0	-7,9%	8.588,7	8.057,7	-6,2%
Mercado Total	11.800,3	11.100,7	-5,9%	46.415,3	44.236,8	-4,7%

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh ¹	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Residencial	4.248,4	3.981,8	-6,3%	16.882,2	16.020,7	-5,1%
Comercial	3.851,1	3.781,5	-1,8%	14.996,4	14.742,7	-1,7%
Industrial	2.610,8	2.275,2	-12,9%	10.262,2	9.278,2	-9,6%
Demais	1.090,0	1.062,2	-2,6%	4.274,6	4.195,3	-1,9%
Total	11.800,3	11.100,7	-5,9%	46.415,3	44.236,8	-4,7%

1- Não inclui Consumo Próprio

Consumo Cativos - GWh	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Residencial	4.248,4	3.981,8	-6,3%	16.882,2	16.020,7	-5,1%
Comercial	3.295,0	3.241,8	-1,6%	12.737,6	12.571,5	-1,3%
Industrial	1.378,7	1.200,2	-12,9%	5.280,8	4.766,1	-9,7%
Demais	751,5	717,9	-4,5%	2.926,0	2.820,8	-3,6%
Total Consumo Faturado	9.673,6	9.141,7	-2,7%	37.826,6	36.179,1	3,2%
Consumo Próprio	9,5	9,3	-1,9%	38,4	37,1	-3,3%
Total	9.683,1	9.151,0	-5,5%	37.865,0	36.216,2	-4,4%

Faturamento - R\$ Milhões

Residencial	1.226,4	2.038,1	66,2%	4.356,7	7.048,7	61,8%
Industrial	368,5	560,3	52,1%	1.284,8	1.987,1	54,7%
Comercial	939,8	1.604,0	70,7%	3.393,3	5.540,7	63,3%
Demais	175,8	297,6	69,3%	623,1	1.035,4	66,2%
Total	2.710,4	4.499,9	66,0%	9.657,9	15.611,9	61,6%

Consumo Clientes Livres - GWh	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Comercial	556,1	539,7	-2,9%	2.258,8	2.171,2	-3,9%
Industrial	1.232,1	1.075,0	-12,8%	4.981,4	4.512,0	-9,4%
Demais	338,5	344,3	1,7%	1.348,5	1.374,5	1,9%
Total	2.126,7	1.959,0	-7,9%	8.588,7	8.057,7	-6,2%

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição TUSD	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Receita Líquida	106,2	200,4	88,6%	371,7	722,9	94,5%
GWh	2.126,7	1.959,0	-7,9%	8.588,7	8.057,7	-6,2%
Tarifa (R\$ mil / GWh)	49,9	102,3	104,8%	43,3	89,7	107,3%

Tarifa Média de Energia Comprada por Fonte (R\$/GWh)	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
AES Tietê	206,3	217,9	5,6%	201,1	212,0	5,4%
Itaipú	140,0	251,9	80,0%	133,4	280,6	110,3%
Leilão	231,7	173,4	-25,2%	208,4	193,6	-7,1%
<i>Térmica</i>	305,0	234,7	-23,0%	333,6	251,9	-24,5%
<i>Hídrica</i>	192,1	142,8	-25,7%	143,1	164,4	14,9%
Tarifa	204,7	201,2	-1,7%	189,5	216,6	14,3%

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
AES Tietê	3.218	2.798	-13,0%	11.108	11.108	0,0%
Itaipú	2.424	2.335	-3,7%	9.587	9.250	-3,5%
Leilão	5.607	5.922	5,6%	21.564	23.445	8,7%
<i>Térmica</i>	1.966	1.972	0,3%	7.401	7.816	5,6%
<i>Hídrica</i>	3.641	3.950	8,5%	14.163	15.630	10,4%
Energia no Curto Prazo	10	-	-100,0%	1.849	-	-100,0%
Outros	273	265	-3,2%	969	943	-2,7%
Volume	11.532	11.320	-1,8%	45.077	44.746	-0,7%

Receita Líquida - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Residencial	1.532,4	2.356,5	53,8%	5.466,5	8.142,2	48,9%
Comercial	446,5	534,8	19,8%	1.554,7	1.854,3	19,3%
Industrial	1.133,5	1.885,9	66,4%	4.112,0	6.498,8	58,0%
Rural	0,7	1,1	56,5%	3,1	3,9	24,4%
Poder Público	106,8	165,9	55,3%	370,1	560,8	51,5%
Iluminação Pública	46,4	68,5	47,5%	167,3	246,9	47,6%
Serviço Público	45,8	71,7	56,5%	170,4	248,1	45,6%
Bandeira Tarifária	-	409,0	n.a.	-	1.623,1	n.a.
Total de Fornecimento	3.312,3	5.493,4	65,8%	11.844,0	19.178,0	61,9%
Energia no Curto Prazo	426,5	182,5	-57,2%	831,8	812,3	-2,3%
Não Faturado	(32,8)	(46,7)	42,5%	79,4	305,9	285,5%
Dif. de alíquota - PIS/Cofins - Consumidor	72,3	(40,8)	-156,4%	71,8	(66,0)	-191,9%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	120,9	228,8	89,2%	422,2	864,5	104,8%
Receita Ultrap. de Demanda / Excedente Reativa	(22,8)	60,4	-364,8%	(80,6)	(7,7)	-90,4%
Ressarcimento - leilões de energia	(157,8)	-	-100,0%	-	-	n.a.
Subvenção recursos CDE	50,8	55,4	8,9%	199,6	221,8	11,1%
Receita de construção	126,9	225,4	77,6%	583,0	610,7	4,8%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	270,5	236,2	-12,7%	270,5	2.108,7	679,5%
Remuneração do ativo financeiro	57,1	70,3	23,2%	157,3	212,4	35,0%
Outros	89,1	228,3	156,1%	185,3	324,6	75,2%
Total Outros	1.000,7	1.199,9	19,9%	2.720,2	5.387,3	98,0%
Total Receita Bruta	4.313,0	6.693,2	55,2%	14.564,2	24.565,3	68,7%
Dedução do Resultado Bruto	(1.104,3)	(3.140,7)	184,4%	(3.967,6)	(10.897,9)	174,7%
ICMS	(680,9)	(1.103,6)	62,1%	(2.422,3)	(3.873,7)	59,9%
Residencial	(338,1)	(535,0)	58,2%	(1.193,1)	(1.876,5)	57,3%
Comercial	(217,8)	(372,2)	70,9%	(794,1)	(1.293,6)	62,9%
Industrial	(94,9)	(144,8)	52,6%	(328,8)	(523,8)	59,3%
Rural	(0,0)	(0,0)	27,6%	(0,2)	(0,2)	-5,5%
Poder Público	(12,2)	(19,8)	62,8%	(41,4)	(67,5)	63,1%
Iluminação Pública	(8,5)	(14,2)	67,3%	(30,4)	(51,7)	70,1%
Serviço Público	(9,4)	(17,6)	87,5%	(34,4)	(60,5)	76,0%
Encargos do Consumidor	(88,9)	(1.474,7)	1558,5%	(348,4)	(5.038,6)	1346,1%
PROINFA	(9,3)	(11,0)	18,3%	(32,7)	(46,3)	41,3%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	(24,0)	(38,6)	61,0%	(93,0)	(128,6)	38,3%
CCC	-	-	n.a.	-	-	n.a.
CDE	(55,7)	(1.020,4)	1733,0%	(222,7)	(3.169,7)	1323,5%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	-	(404,7)	n.a.	-	(1.694,1)	n.a.
Outros (PIS, Cofins e ISS)	(318,6)	(558,8)	75,4%	(1.180,9)	(1.970,5)	66,9%
Taxa de Fiscalização da Aneel	(15,9)	(3,6)	-77,4%	(15,9)	(15,1)	-4,7%
Receita Líquida	3.208,7	3.552,5	10,7%	10.596,6	13.667,4	29,0%

Demonstração dos Resultados - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Receita Bruta	4.313,0	6.693,2	55,2%	14.564,2	24.565,3	68,7%
Dedução à Receita Operacional	(1.104,3)	(3.140,7)	184,4%	(3.967,6)	(10.897,9)	174,7%
Receita Líquida	3.208,7	3.552,5	10,7%	10.596,6	13.667,4	29,0%
<i>Receita Líquida (ex-receita de construção)</i>	<i>3.081,8</i>	<i>3.327,2</i>	<i>8,0%</i>	<i>10.013,6</i>	<i>13.056,7</i>	<i>30,4%</i>
Custos e Despesas Operacionais	(2.699,1)	(3.256,5)	20,7%	(10.554,1)	(13.194,5)	25,0%
Parcela A	(2.067,5)	(2.338,1)	13,1%	(7.879,9)	(9.884,5)	25,4%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.017,7)	(2.063,4)	2,3%	(7.483,8)	(8.760,9)	17,1%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	(61,7)	(274,7)	345,1%	(396,1)	(1.123,5)	183,7%
Taxa de Fiscalização	11,9	-	-100,0%	-	-	n.a.
Despesas Operacionais	(631,6)	(918,4)	45,4%	(2.674,2)	(3.310,1)	23,8%
Pessoal	(210,3)	(177,5)	-15,6%	(678,8)	(693,2)	2,1%
Entidade de Previdência Privada	(71,7)	(79,0)	10,2%	(286,0)	(315,3)	10,2%
Materiais	(9,6)	(25,2)	161,2%	(42,9)	(42,0)	-2,0%
Serviços de Terceiros	(110,2)	(152,2)	38,1%	(445,9)	(524,3)	17,6%
PCLD	(30,6)	(78,5)	156,8%	(80,6)	(197,0)	144,5%
(Provisão) Reversão para contingências	14,8	62,6	322,6%	(29,0)	(92,2)	218,4%
Outros custos	42,8	(128,1)	-399,0%	(57,6)	(344,7)	498,8%
Custo de construção	(126,9)	(225,4)	77,6%	(583,0)	(610,7)	4,8%
Depreciação e Amortização	(130,0)	(115,2)	-11,4%	(470,5)	(490,7)	4,3%
EBITDA	639,6	411,3	-35,7%	513,1	963,6	87,8%
Desp. Passivo - FCESP	71,7	79,0	10,2%	(286,0)	(315,3)	10,2%
Ativos e Passivos Regulatórios	(221,3)	-	-100,0%	593,9	-	-100,0%
EBITDA Ajustado	490,0	490,3	0,1%	820,9	648,3	-21,0%
Receita Financeira	97,8	31,9	-67,4%	273,4	469,5	71,7%
Despesa Financeira	(158,6)	(189,4)	19,4%	(486,6)	(663,0)	36,3%
Var. Cambial / Monetária Líquida	(29,2)	(121,8)	317,6%	(25,7)	(120,4)	369,0%
Resultado Financeiro	(90,0)	(279,4)	210,5%	(238,9)	(313,9)	31,4%
Resultado antes da Tributação	419,6	16,7	-96,0%	(196,4)	159,0	-181,0%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(144,1)	(5,7)	-96,1%	64,6	(57,8)	-189,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	275,6	11,0	-96,0%	(131,7)	101,1	-176,8%

Custos e Despesas Operacionais* R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Parcela A	2.067,5	2.338,1	13,1%	7.879,9	9.884,5	25,4%
Energia Comprada para Revenda	2.017,7	2.063,4	2,3%	7.483,8	8.760,9	17,1%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	61,7	274,7	345,1%	396,1	1.123,5	183,7%
Taxa de Fiscalização	(11,9)	-	-100,0%	-	-	0,0%
PMSO	374,7	577,8	54,2%	1.620,7	2.208,7	36,3%
Pessoal e Entidade de Previdência	282,0	256,5	-9,0%	964,8	1.008,4	4,5%
Pessoal	210,3	177,5	-15,6%	678,8	693,2	2,1%
Entidade de Previdência	71,7	79,0	10,2%	286,0	315,3	10,2%
Materiais	9,6	25,2	161,2%	42,9	42,0	-2,0%
Serviços de Terceiros	110,2	152,2	38,1%	445,9	524,3	17,6%
Outros	(27,1)	143,9	-631,1%	167,1	633,9	279,3%
Total	2.442,2	2.915,9	19,4%	9.500,6	12.093,1	27,3%

* Não considera custo de construção e Depreciação/Amortização

PMSO Gerenciável - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Pessoal	139,0	169,5	21,9%	589,0	644,4	9,4%
Material	9,6	25,2	161,2%	42,9	59,8	39,4%
Serviços de Terceiros	96,6	142,1	47,0%	401,5	468,9	16,8%
Outras Despesas	28,9	41,9	45,2%	142,4	156,5	9,9%
PMSO Gerenciável	274,2	378,7	38,1%	1.175,8	1.329,6	13,1%

Pessoal - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Pessoal e Encargos	210,3	177,5	-15,6%	678,8	693,2	2,1%
Entidade de Previdência Privada	71,7	79,0	10,2%	286,0	315,3	10,2%
Total de unidades	282,0	256,5	-9,0%	964,8	1.008,4	4,5%

Outras Despesas Operacionais - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
PCLD e Baixas	30,6	78,5	156,8%	80,6	197,0	144,5%
Provisão de Litígio e Contingências	-	14,8	-	29,0	92,2	218,4%
Demais despesas*	(42,8)	128,1	-399,0%	57,6	344,7	498,8%
Total	(27,1)	143,9	-631,1%	167,1	633,9	279,3%

* Arrendamentos e aluguéis, indenizações, perdas e danos, publicidade, tarifas bancárias, IPTU, etc

Resultado Financeiro - R\$ milhões	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Resultado Financeiro	(90,0)	(279,4)	210,5%	(238,9)	(313,9)	31,4%
Receita Financeira	77,0	31,9	-58,5%	273,4	469,5	71,7%
Renda de aplicações financeiras	26,9	11,5	-57,2%	75,6	68,5	-9,4%
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	18,6	32,9	76,4%	65,9	106,2	61,1%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia e	12,9	34,0	163,6%	50,6	88,5	74,9%
Multas contratuais	1,2	1,6	31,8%	5,2	6,2	20,1%
Subvenções governamentais	0,6	0,6	-2,4%	1,9	2,5	33,7%
Atualização do ativo financeiro da concessão	(22,2)	(103,5)	365,4%	-	-	0,0%
Atualização de créditos tributários	0,0	0,1	320,0%	1,0	0,6	-36,4%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	7,9	9,0	14,7%	31,4	35,0	11,7%
Receita financeira da alienação de imóvel	15,0	(0,9)	-105,8%	15,0	0,2	-98,8%
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	-	41,7	0,0%	-	126,8	0,0%
Outras receitas financeiras	16,0	4,9	-69,7%	26,9	35,0	30,2%
Despesa Financeira	(149,6)	(189,4)	26,7%	(486,6)	(663,0)	36,3%
Encargo de dívidas - empréstimos moeda nacional	(109,5)	(146,0)	33,3%	(380,2)	(509,2)	33,9%
Subvenções governamentais	(0,6)	(0,6)	-2,4%	(1,9)	(2,5)	33,7%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(1,3)	(2,1)	59,1%	(4,9)	(6,5)	32,4%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em cur	(1,3)	7,1	-645,7%	3,6	11,9	228,8%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	(1,6)	(0,4)	-75,1%	(3,7)	(0,6)	-83,2%
Processos regulatórios	9,5	-	-100,0%	-	-	0,0%
DIC/FIC/DMIC/DICRI	13,8	-	-100,0%	-	-	0,0%
Cartas de fiança e seguros garantia	(6,7)	(11,5)	72,8%	(22,7)	(38,1)	67,8%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	(38,6)	(2,4)	-93,9%	(38,6)	(41,8)	8,3%
Atualização monetária - Energia livre	(2,0)	(2,7)	36,4%	(7,3)	(9,8)	34,9%
Outras despesas financeiras	(11,3)	(22,3)	98,4%	(31,0)	(54,2)	74,5%
Variação Cambial	(17,4)	(121,8)	600,5%	(25,7)	(120,4)	369,0%
Itaipu	(17,7)	(121,7)	588,6%	(26,0)	(121,7)	367,8%
Outras variações cambiais	0,3	(0,1)	-139,8%	0,3	1,3	281,0%

Balço Patrimônioal	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Ativo Total	11.590,3	13.274,8	14,5%	11.590,3	13.274,8	14,5%
Ativo Circulante	3.327,2	4.594,1	38,1%	3.327,2	4.594,1	38,1%
Caixa e equivalentes de caixa	181,3	146,6	-19,1%	181,3	146,6	-19,1%
Investimentos de curto prazo	727,9	384,6	-47,2%	727,9	384,6	-47,2%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.723,8	2.530,2	46,8%	1.723,8	2.530,2	46,8%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	19,4	26,0	34,0%	19,4	26,0	34,0%
Outros tributos compensáveis	110,5	93,5	-15,4%	110,5	93,5	-15,4%
Devedores diversos	2,0	10,0	401,3%	2,0	10,0	401,3%
Contas a receber - acordos	99,9	89,8	-10,2%	99,9	89,8	-10,2%
Outros créditos	229,8	321,5	39,9%	229,8	321,5	39,9%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Almoarifado	63,1	64,0	1,3%	63,1	64,0	1,3%
Despesas pagas antecipadamente	28,6	36,6	28,1%	28,6	36,6	28,1%
Ativo financeiro setorial, líquido	140,9	891,5	532,5%	140,9	891,5	532,5%
Ativo Não Circulante	8.263,0	8.680,7	5,1%	8.263,0	8.680,7	5,1%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	26,5	0,0%	-	26,5	0,0%
Outros tributos compensáveis	40,8	33,9	-16,8%	40,8	33,9	-16,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	499,9	438,2	-12,3%	499,9	438,2	-12,3%
Cauções e depósitos vinculados	445,3	443,1	-0,5%	445,3	443,1	-0,5%
Contas a receber - acordos	19,9	9,2	-53,7%	19,9	9,2	-53,7%
Outros créditos	81,6	63,4	-22,3%	81,6	63,4	-22,3%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	1.980,8	2.004,8	1,2%	1.980,8	2.004,8	1,2%
Ativo financeiro setorial, líquido	129,6	449,4	246,9%	129,6	449,4	246,9%
Investimento	8,8	13,1	49,7%	8,8	13,1	49,7%
Imobilizado, líquido	11,1	40,7	266,6%	11,1	40,7	266,6%
Intangível	5.045,5	5.158,4	2,2%	5.045,5	5.158,4	2,2%

Balço Patrimônio	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Passivo Total	11.590,3	13.274,8	14,5%	11.590,3	13.274,8	14,5%
Passivo Circulante	3.319,5	4.520,9	36,2%	3.319,5	4.520,9	36,2%
Fornecedores	1.561,4	1.926,8	23,4%	1.561,4	1.926,8	23,4%
Empréstimos e financiamentos	68,4	38,3	-44,0%	68,4	38,3	-44,0%
Debêntures	520,0	678,3	30,4%	520,0	678,3	30,4%
Arrendamento financeiro	3,0	11,4	283,7%	3,0	11,4	283,7%
Subvenções governamentais	2,5	2,4	-2,1%	2,5	2,4	-2,1%
IRCS a pagar	19,1	2,5	-86,8%	19,1	2,5	-86,8%
Outros tributos a pagar	551,5	528,3	-4,2%	551,5	528,3	-4,2%
Dividendos e JSCP a pagar	3,9	42,7	1007,6%	3,9	42,7	1007,6%
Obrigações estimadas	88,6	95,9	8,2%	88,6	95,9	8,2%
Obrigações sociais e trabalhistas	1,6	7,8	388,7%	1,6	7,8	388,7%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	60,3	690,5	1046,0%	60,3	690,5	1046,0%
Provisão para processos judiciais e outros	168,1	166,9	-0,7%	168,1	166,9	-0,7%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	40,3	57,6	43,1%	40,3	57,6	43,1%
Outras obrigações	230,9	271,5	17,6%	230,9	271,5	17,6%
Passivo Não Circulante	5.703,0	5.914,8	3,7%	5.703,0	5.914,8	3,7%
Empréstimos e financiamentos	457,4	475,0	3,8%	457,4	475,0	3,8%
Debêntures	2.014,2	2.367,9	17,6%	2.014,2	2.367,9	17,6%
Arrendamento financeiro	9,0	31,8	253,2%	9,0	31,8	253,2%
Subvenções governamentais	10,5	8,1	-23,0%	10,5	8,1	-23,0%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.818,8	2.605,0	-7,6%	2.818,8	2.605,0	-7,6%
Provisão para processos judiciais e outros	299,5	319,4	6,7%	299,5	319,4	6,7%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	15,7	32,3	105,3%	15,7	32,3	105,3%
Obrigações estimadas	0,7	1,0	34,6%	0,7	1,0	34,6%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	11,0	8,3	-24,7%	11,0	8,3	-24,7%
Patrimônio Líquido	2.567,8	2.839,1	10,6%	2.567,8	2.839,1	10,6%
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	19,2	20,4	6,4%	19,2	20,4	6,4%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação pat	174,6	309,8	77,4%	174,6	309,8	77,4%
Reserva de lucros:	-	-	0,0%	-	-	0,0%
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	-	-	0,0%	-	-	0,0%

Impactos dos Ativos e Passivos Regulatórios na DRE	4T14	4T15	Var (%)	2014	2015	Var (%)
Receita Líquida	375,7	(236,2)	-162,88%	397,6	(2.108,7)	-630,33%
Despesas Operacionais	(424,9)	428,5	-301,4%	(1.262,0)	1.165,1	-293,5%
<i>Energia Elétrica Comprada para Revenda</i>	(422,4)	428,5	-201,4%	(1.246,6)	1.165,1	-193,5%
<i>Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão</i>	(2,4)	-	-100,0%	(15,4)	-	-100,0%
EBITDA	- 49,2	192,3	-491,08%	(864,4)	(943,6)	9,17%
Receita Financeira	(43,3)	(117,9)	172,4%	(136,7)	(355,2)	159,8%
Despesa Financeira	8,1	76,2	845,9%	85,2	228,4	168,1%
Resultado Financeiro	(35,2)	(41,7)	18,4%	(51,5)	(126,8)	146,1%
Resultado antes dos tributos	- 84,4	150,6	-278,41%	(915,9)	(1.070,4)	16,87%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(84,4)	150,6	-278,4%	(915,9)	(1.070,4)	16,9%

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.

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.