AES Eletropaulo
por onde a vida acontece

DEC da AES Eletropaulo reduz ~8h em 2016 quando comparado aos valores de 2015

Comentários do Sr. Francisco Morandi

Diretor Vice-Presidente e de Relações com Investidores

Ao longo de 2016, os indicadores de qualidade da AES Eletropaulo apresentaram uma importante reversão de sua tendência. O indicador DEC apresentou queda de 33% no ano, enquanto a parcela não-programada apresentou queda de 45%. Esta melhora reflete o resultado dos investimentos de automação da rede, da contratação de equipes adicionais e ações de melhoria no processo de despacho. Apesar do indicador FEC ter aumentado 5% no ano, a parcela não-programada apresentou uma redução de 1% em função dos investimentos realizados na rede, aumento de manutenção e podas.

Esses primeiros resultados mostram como a Companhia está comprometida com seu objetivo principal de criação de valor e satisfação de seus clientes, o que, consequentemente, gera valor a todos os seus acionistas. Para isso, temos uma estratégia de médio e longo prazo centrada na eficiência no uso de recursos e disciplina na execução, visando a antecipação e redução de riscos e obtenção de melhores resultados em aspectos econômico-financeiros, sociais e ambientais.

Nossa estratégia de criação de valor está centrada em cinco principais frentes: (i) recuperação dos indicadores de qualidade, (ii) gestão da receita, (iii) satisfação do cliente, (iv) gestão de contingência e antecipação de riscos e (v) governança corporativa. As ações internas já mapeadas por nós para as três primeiras frentes de trabalhado, como a execução do nosso plano de recuperação dos indicadores de qualidade, melhorias de sistemas e processos de relacionamento com o cliente e revisão do processo de gestão de cobrança, com foco na otimização do combate à PCLD, que fazem parte do nosso Plano de Produtividade resultarão na redução dos custos da Companhia para os anos de 2017 e 2018, no valor de R$ 200 milhões e R$ 150 milhões, ao comparar aos custos reais para o ano de 2016.

Em linha com a estratégia de criação de valor, divulgamos a proposta de migração para o novo mercado em 2017, com os objetivos de: (i) aumentar o nível de governança corporativa, (ii) aumentar a capacidade de investimento fomentando o seu crescimento e (iii) potencializar a liquidez das ações.

O ano também foi marcado pelas iniciativas para a redução da sobrecontratação da Companhia, como a renegociação bilateral com geradores de energia e participação nos leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits. Estas iniciativas, somadas ao resultado do mercado, resultaram em um nível de contratação de 110,87% em 2016. Como ressaltamos nas outras divulgações, baseando-se em um parecer técnico elaborado por um escritório renomado de advocacia, entendemos que essa sobrecontratação é involuntária e, portanto, deve ser reconhecida como um Ativo Financeiro Setorial Líquido assegurando seu direito ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Outro importante destaque foi a redução do saldo da CVA. Fechamos 2015 com uma CVA "a receber" de R$1,3 bilhão e 2016 com uma CVA "a pagar" de R$ 269 milhões. A redução do saldo da CVA somada aos R$ 600 milhões amortizados ao longo de 2016 impactaram positivamente na desalavancagem da Companhia. Encerramos o ano com uma dívida líquida R$ 0,9 bilhão inferior a 2015 e um nível de endividamento de 3,22x Dívida Líquida/Ebitda Ajustado, nível este inferior ao valor de 2015 (3,47x) e ao limite previsto nos covenants das nossas dívidas (3,5x).

No desempenho financeiro, o Ebitda reportado da Companhia no ano totalizou R$ 734,3 milhões, uma redução em comparação aos R$ 963,6 milhões registrados em 2015, principalmente em função da retração do mercado e do aumento do PMSO gerenciável, associado, dentre outros elementos, aos custos adicionais com o programa de recuperação dos indicadores de qualidade. Assim, reportamos um lucro líquido de R$ 20,9 milhões no período, vs. um lucro de R$ 101,1 milhões em 2015.

Por fim, destaco que os investimentos do ano totalizaram R$ 791,5 milhões, valor 31,0% superior ao registrado em 2015 de R$ 604,1 milhões e pretendemos investir R$ 3,970,3 milhões no ciclo de 2017 a 2021, um aumento de aproximadamente 407,2 milhões em relação ao ciclo anterior, focado principalmente na expansão da rede de atendimento e melhora na distribuição de energia.

RESULTADOS 4T16

Teleconferência de resultados

03.03.2017

12h00 (BR) e 10h00 (EDT)

Código: AES Eletropaulo

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

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

Índice

DESTAQUES	2
CONTEXTO SETORIAL	3
PERFIL	6
DESEMPENHO OPERACIONAL	7
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	17
ENDIVIDAMENTO	27
INVESTIMENTOS	30
FLUXO DE CAIXA	32
MERCADO DE CAPITAIS	34
DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	34
GOVERNANÇA CORPORATIVA	36
OUTROS EVENTOS	39
ANEXOS	44

R$ milhões	4T15[1]	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Receita Líquida	3.449,0	3.060,1	-11,3%	13.667,4	11.659,9	-14,7%
Despesas Operacionais[2]	(3.051,0)	(2.543,0)	-16,7%	(12.093,1)	(10.123,1)	-16,3%
EBITDA	172,6	228,1	32,1%	963,6	734,3	-23,8%
Margem EBITDA	5,0%	7,5%	2,44 p.p.	7,1%	6,3%	-0,7 p.p.
EBITDA ajustado[3]	208,5	326,6	56,7%	1.199,7	1.003,6	-16,3%
Margem EBITDA Ajustado	6,0%	10,7%	4,62 p.p.	8,8%	8,6%	-0,1 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido	11,0	19,4	75,7%	101,1	20,9	-79,3%
Patrimônio Líquido (PL)	2.839,1	2.694,8	-5,1%	2.839,1	2.694,8	-5,1%
Investimentos (Capex)	218,7	285,6	30,6%	604,1	791,5	31,0%

1- 4T15 Reapresentado; 2 - Não inclui Depreciação / Amortização e Custo de Construção; 3 -Ajustado por FCesp e Ativo Possivelmente Inexistente

Indicadores	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Dívida Líquida[4] (R$ milhões)	4.443,3	3.513,1	-20,9%	4.443,3	3.513,1	-20,9%
Dívida Líquida[4] /PL	1,57x	1,3x	-16,7%	1,57x	1,3x	-16,7%
Dívida Líquida[4] / EBITDA Ajustado[5] (LTM)	3,47x	3,22x	-7,3%	3,47x	3,22x	-7,3%
EBITDA Ajustado[5]/Desp. Fin. Sobre Empréstimos (LTM)	-2,77x	-2,16x	-22,2%	-2,77x	-2,16x	-22,2%
Dados Operacionais	**4T15**	**4T16**	**Var (%)**	**2015**	**2016**	**Var (%)**
Mercado Total (GWh)	11.100,7	10.498,7	-5,4%	44.236,8	42.825,7	-3,2%
Tarifa Média (R$/GWh)[6]	212,66	180,22	-15,3%	215,49	165,46	-23,2%
Funcionários	7.165	7.280	1,6%	7.165	7.280	1,6%
Unidades Consumidoras / Funcionários	2.880	2.888	0,3%	2.880	2.888	0,3%

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

ELPL4: R$ 12,53 (24/02/2017)	VALOR DE MERCADO: R$ 2.097 milhões	VALOR DE MERCADO: US$ 677 milhões

São Paulo, 24 de fevereiro de 2017 - *Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (BOVESPA: ELPL3 e ELPL4; ADRs: EPUMY) anunciou hoje os resultados referentes ao 4º trimestre de 2016 ('4T16"). As informações operacionais e financeiras da Companhia, exceto quando indicadas de outra forma, são apresentadas com base em números da Controladora e em milhares de reais, de acordo com a legislação societária.*

DESTAQUES 2016

Operacional

- Perdas totais em 9,6% em 2016, aumento de 0,26 p.p. em relação a 2015;
- Índice FEC apresentou elevação de 5%, para 6,90x em 2016 em relação a 2015 (6,59x); DEC de 15,85 horas em 2016, diminuição de 33% em relação a 2015 (23,78 horas);
- Investimentos totalizaram R$ 791,5 milhões em 2016, sendo R$ 681,5 milhões de recursos próprios e R$ 110,0 milhões de recursos de terceiros.

Comercial

- Redução de 3,2% do mercado total e de 4,7% do mercado cativo no comparativo entre 2016 e 2015;
- Consumo da classe residencial apresentou queda de 0,6% em 2016 vs. 2015.

Financeiro

- Receita Líquida de R$ 11.659,9 milhões em 2016. Redução de 14,7% em relação aos R$ 13.667,4 milhões de 2015;
- OPEX reportado de R$ 2.442,1 milhões em 2016. Aumento de 10,6% em relação a 2015;
- Ebitda reportado de R$ 734,3 milhões em 2016 vs. um Ebitda de R$ 963,6 milhões em 2015; Ebitda ajustado[1] de R$ 1.003,6 milhões em 2016 vs. R$ 1.199,7 milhões em 2015;
- Lucro líquido reportado em 2016 de R$ 20,9 milhões, ante lucro líquido de R$ 101,1 milhões em 2015;
- Saldo de CVA negativo em R$ 268,7 milhões e beneficiando o caixa da Companhia;
- Redução no nível de endividamento líquido em 2016 contribuiu para uma Dívida Líquida/Ebitda Ajustado de 3,22x, abaixo do limite estabelecido pelos covenants da Companhia de 3,50x.

Regulatório

- Nível de contratação de 110,87% para o ano de 2016. Redução em relação ao valor reportado no 1T16 de 116%, resultado das iniciativas para a redução da sobrecontratação, como renegociação bilateral com geradores de energia e participação nos leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, e performance do mercado no ano;
- Reajuste Tarifário Anual de -8,10% refletindo a redução de Parcela A e Componentes Financeiros enquanto a Parcela B apresentou efeito de +2,13%. A nova tarifa entrou em vigor no dia 4 de julho;
- A Aneel aprovou a modalidade tarifária, opcional ao consumidor, da Tarifa Branca a partir de 2018. O consumo de energia dentro do horário fora de ponta ficará mais barato enquanto o consumo dentro dos horários intermediário e de ponta ficarão mais caros. Ainda não há impacto estimado para as distribuidoras.

Reconhecimentos e Socioambiental

- Eleita entre as 150 Melhores Empresas para se trabalhar no Brasil pelo Guia 2016 da Revista Você S/A;
- Índice de Sustentabilidade Empresarial: inclusão na carteira pelo 10º ano consecutivo;
- Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 8,8 mil famílias no 4T16 vs. 15 mil famílias no 4T15, totalizando mais de 45.640 ligações regularizadas em 2016;
- O projeto Recicle Mais, Pague Menos teve um aumento de 948 novos clientes cadastrados no 4T16, e alcançou cerca de 50,2 mil cadastros acumulados (aumento de 14,6% em relação ao 4T15).

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

CONTEXTO SETORIAL

DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

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

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a consumidores finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela Aneel. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um 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).

Na Parcela A estão inclusos, 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 em 2011, as oscilações dos preços dos itens da Parcela A (CVA), definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou da revisão tarifária, passaram a impactar o resultado da AES Eletropaulo, uma vez que só eram reconhecidas e repassadas aos consumidores no evento tarifário seguinte. A partir de dezembro de 2014, 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, e após a 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, a Companhia passou a reconhecer no resultado os ativos e passivos.

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, os custos de depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo o Fator X calculado para compartilhar ganhos de produtividade da distribuidora e para determinar a trajetória dos custos operacionais regulatórios. Com a homologação do 4º ciclo de revisão tarifária, o Fator X de partida foi baseado no componente de produtividade – XPd, e no componente de trajetória de custos operacionais – XT. O componente de qualidade – XQ é estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais, quando os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator XQ.

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

EVENTOS REGULATÓRIOS

Reajuste Tarifário Anual

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

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

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

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

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

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

Tarifa Branca

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em Reunião Pública de Diretoria realizada no dia 6 de setembro de 2016, aprovou a aplicação da nova Tarifa Branca a partir de 2018.

A Tarifa Branca é uma nova opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. Ela será oferecida para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (abaixo de 2.300 volts, denominadas como grupo B) e para aquelas pertencentes ao grupo A optantes da tarifa de baixa tensão. A partir do dia 1 de janeiro de 2018, todas as distribuidoras do país deverão atender aos pedidos de adesão à Tarifa Branca das novas ligações e dos consumidores com média mensal superior a 500 kWh. Em 2019, unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo.

Os consumidores que decidirem aderir ao programa de Tarifa Branca terão a possibilidade de pagar diferentes valores na tarifa em função da hora e dia que consumirem energia elétrica. Neste caso, o consumo de energia dentro do horário fora de ponta ficará mais barato enquanto o consumo dentro dos horários intermediário e de ponta ficarão mais caros. O consumidor que conseguir alocar a maior parte de seu consumo dentro do horário fora de ponta conseguirá se beneficiar desta nova tarifa.

A AES Eletropaulo ainda está avaliando os impactos da implementação desta nova regulamentação da ANEEL assim como temas relevantes sobre o assunto, como investimentos em novos medidores e baixa do imobilizado, haja vista que as distribuidoras serão responsáveis pelos custos de aquisição e instalação dos equipamentos de medição necessários ao faturamento da tarifa branca. Esses e outros tópicos serão tratados com o regulador de forma a não impactar negativamente a remuneração das distribuidoras.

Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, passou a vigorar o sistema de Bandeiras Tarifárias, cujo objetivo é sinalizar ao consumidor os custos reais da geração de energia elétrica. Composto por três bandeiras (verde, amarela e vermelha), tal sistema estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia,

de acordo com o Custo Variável Unitário ("CVU") da última usina a ser despachada no sistema, conforme demostrado na imagem a seguir.

Método vigente desde Mar/15		
Bandeira	Variação	Tarifa
Verde	n/a	Sem custo
Amarelo	CVU[1] última usina despachada > R$200/MWh	Aumento de R$25/MWh
Vermelho	CVU última usina despachada > PLD Teto (R$388,48/MWh)	Aumento de R$55/MWh

1 - Custo de Valor Unitário

Método vigente de Set/15 a Dez/15		
Bandeira	Variação	Tarifa
Verde	n/a	Sem aumento
Amarelo	CVU última usina despachada > R$200/MWh	Aumento de R$25/MWh
Vermelho	CVU última usina despachada > PLD Teto (R$388,48/MWh)	Aumento de R$45/MWh

Método vigente a partir de Fev/16 até Fev/17		
Bandeira	Variação	
Verde	n/a	Sem aumento
Amarelo	CVU última usina despachada > R$211/MWh	Aumento de R$15/MWh
Vermelho (patamar 1)	CVU última usina despachada: PLD entre R$ 422,56 e R$ 610/MWh	Aumento de R$30/MWh
Vermelho (patamar 2)	CVU última usina despachada > R$610/MWh	Aumento de R$45/MWh

Em 2016, o ano iniciou com Bandeira Tarifária Vermelha (Patamar 2) à um custo de R$ 45,00/MWh. Em março foi reduzida para Amarela, onde passou a ter um custo de R$ 15,00/MWh e de abril até dezembro permaneceu em Verde, refletindo condições favoráveis da hidrologia e redução do despacho térmico exceto em novembro, que ficou em Amarela devido a condições de geração menos favoráveis neste mês.

Nos meses de dezembro de 2016 a fevereiro de 2017, as condições da hidrologia se mantiveram favoráveis e, portanto, houve a manutenção da bandeira verde, sem custo adicional aos consumidores de energia elétrica.

Em 14 de fevereiro de 2017, a Diretoria da ANEEL definiu os novos valores dos adicionais das bandeiras a serem cobrados em 2017. De acordo com tal decisão os adicionais foram definidos em:

(i) Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;

(ii) Bandeira amarela: acréscimo de R$ 20 /MWh;

(iii) Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R$ 30 /MWh

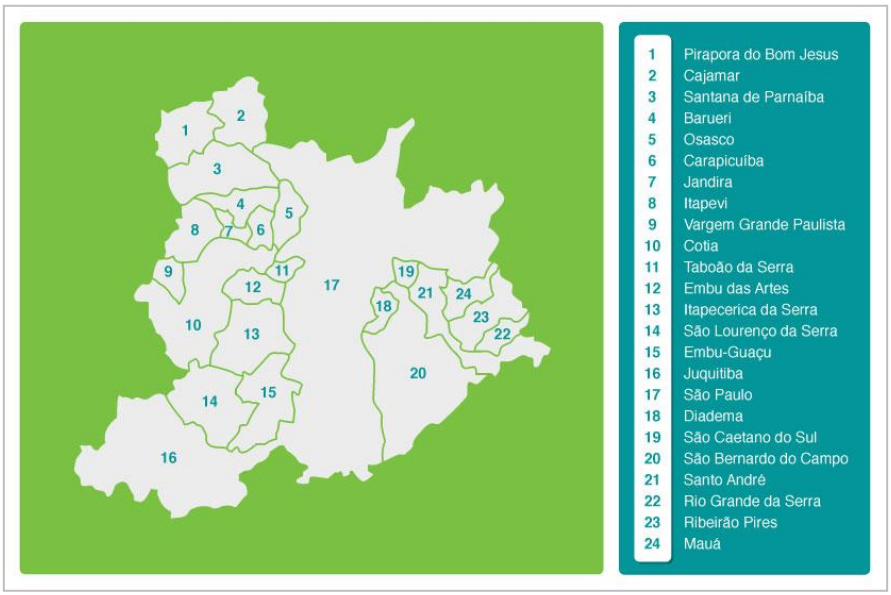
Patamar 2: acréscimo de R$ 35 / MWh

Cabe destacar que 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.

PERFIL

ÁREA DE CONCESSÃO

Municípios da área de concessão da AES Eletropaulo



A AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida[1]. Está presente em 24 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, incluindo a Capital, principal centro econômico-financeiro do Brasil.

Sua área de concessão – 4.526 km² – concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do País – 1.550 unidades consumidoras por km², o que corresponde a 33,8% do total de energia elétrica consumida no Estado de São Paulo e 9,3% do total do Brasil[2].

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a AES Eletropaulo é incansável em atender sempre melhor e mais rápido e está sempre atenta a ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto, além de ser 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

A estratégia da AES Brasil, grupo do qual a AES Eletropaulo faz parte, está orientada por uma nova missão e visão, revisadas para o ciclo 2017-2021. A Companhia tem como missão promover o bem-estar e o desenvolvimento com o fornecimento seguro, sustentável e confiável de soluções de energia e sua visão é ter o reconhecimento de seus clientes e acionistas como principal parceiro de soluções inovadoras de energia de forma segura, sustentável, confiável e acessível. Promover inovação, garantir a eficiência operacional, ampliar opções e reduzir riscos são os quatro direcionadores estratégicos definidos pela Companhia para atingir seus objetivos.

[1] Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, de dezembro de 2015.
[2] Números referentes a novembro de 2016.

SATISFAÇÃO DO CLIENTE

No Planejamento Estratégico Sustentável do Grupo AES Brasil, um dos compromissos é garantir a satisfação dos clientes.

Meta %	2013	2014	2015	2016
Atingir índice de 79,6% de satisfação do cliente em 2016*	76,4	79,6	76,1	74,7

*Média das pesquisas realizadas no 1º e 3º trimestres

Em 2016, A AES Eletropaulo atingiu 74,7% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais - ISQP, nível 1,4 p.p.s inferior em relação a 2015. A queda na satisfação verificada nos últimos anos está diretamente relacionada à percepção sobre a qualidade do fornecimento de energia, que compõe a maior parte da nota da pesquisa realizada pela Abradee ("Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica"), da conta de energia e da imagem da empresa. Os motivos são relacionados principalmente ao aumento do valor das tarifas e agravamento da crise e econômica, que geram uma maior expectativa em relação à qualidade do serviço de fornecimento, flexibilidade de negociação e entendimento dos itens que compõem a conta de energia.

Ações de Negociação

Apesar da redução representada pela sinalização do fim das bandeiras tarifárias, o aumento das tarifas, ocorrido em 2015, ainda gera grande impacto no orçamento dos clientes e, consequentemente, contribui para a inadimplência. Para mitigar o impacto das ações de cobrança na satisfação do cliente, a AES Eletropaulo tem realizado ações para o esclarecimento de dúvidas sobre o tema e ações para facilitar o pagamento.

Dentre essas ações destacam-se os Feirões de Negociação, que são eventos em que os clientes podem negociar os débitos pendentes junto à empresa e obter descontos e opções de parcelamento. Além de colocarem suas contas "em dia", os clientes podem se tornar aptos à obtenção de crédito e à busca de empregos. No período de fevereiro a dezembro de 2016, a Companhia realizou 9 megafeirões, atendendo a cerca de 2.795 pessoas em lojas de atendimento da AES Eletropaulo. Esta ação resultou em 1.708 acordos, totalizando R$ 3,8 milhões em negociações.

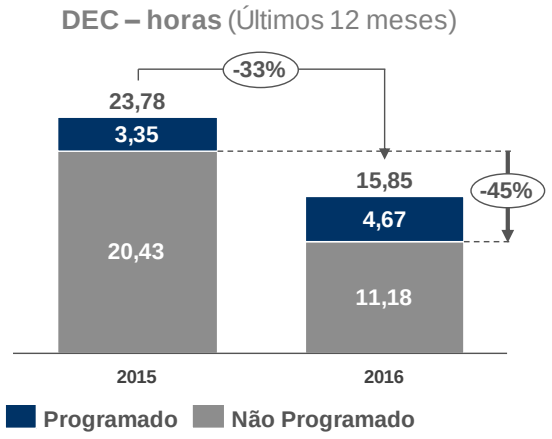
DESEMPENHO OPERACIONAL

OPERAÇÃO

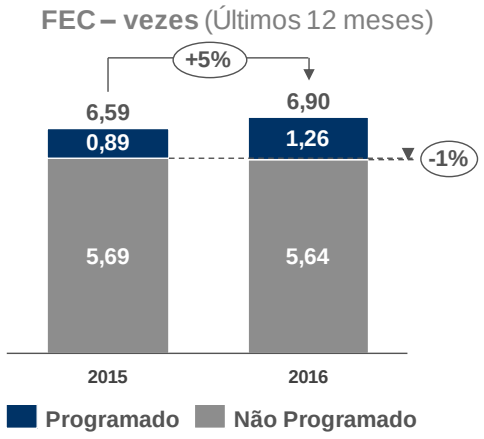
Os critérios de cálculo do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), definidos pela Aneel, consideram as interrupções acima de três minutos e, desse resultado, são expurgados os dias com volume atípico de ocorrências.

As transgressões dos limites de DEC e FEC são definidas 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.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo desses indicadores ao longo dos últimos 2 anos.



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



Referência Aneel - 2015: 5.95 vezes / 2016: 5,91 vezes

DEC e FEC - (últimos 12 meses)[3]

O indicador FEC do ano de 2016 foi de 6,90 vezes, um aumento de 5% em comparação ao indicador de 2015, que foi de 6,59 vezes. Esse acréscimo é explicado principalmente pelo significativo investimento em manutenção programada (execução de manutenção preventiva e poda de árvores). Destaca-se a redução da parcela não programada, que reduziu 1% em relação a 2015, fruto das iniciativas da Companhia para a recuperação dos indicadores de qualidade.

O indicador DEC do ano de 2016 foi de 15,85 horas, o que representa uma redução 33% em relação ao indicador de 2015, uma redução significativa de 7,93 horas de interrupção e ainda, uma redução expressiva de 45% do DEC não programado, que representa 9,25 horas a menos de interrupção emergencial sentida pelo consumidor. A melhora do DEC não programado é obtida através dos resultados das ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade da Empresa.

A diminuição do DEC ao longo de 2016 vs. o ano de 2015 é corroborada pela melhora significativa de 36% do DM (Duração Média das Interrupções) devido ao aumento das equipes emergenciais, às melhorias no processo de despacho de ordens de emergência com implantação de inovações e utilização da metodologia *Lean* e gestão a vista suportada por ferramentas *data analytics*.

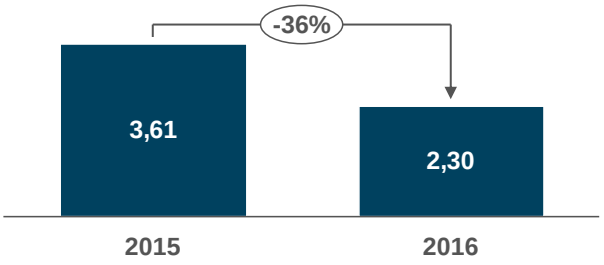
Conforme podemos observar na ilustração abaixo, a redução da DM ocorreu em função das ações tomadas no Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade, a destacar o:

(i) cumprimento da meta de contratação de colaboradores adicionais;

(ii) aumento no número de podas realizadas – no acumulado do plano de recuperação dos indicadores de qualidade foram realizadas 711.720 podas, 26 mil a mais do que o planejado; e,

(iii) aumento da automação da rede de distribuição com a instalação de 1.147 religadores automáticos no acumulado do ano de 2016, com 1.069 já em operação.

DM - Duração Média das interrupções - (últimos 12 meses)



[3] Valores referentes aos últimos 12 meses findos no último mês de cada período.

Em 2015, com base nos dados e projeções disponíveis naquela ocasião, a AES Eletropaulo registrou uma provisão no valor de R$ 152,5 milhões referente às inconsistências dos indicadores de qualidade identificadas. No 3T15, o total provisionado foi de R$ 105,3 milhões.

Ao longo de 2016, a Companhia concluiu a revisão dos procedimentos adotados para o período de janeiro de 2011 a maio de 2015 de forma a se certificar sobre a acuracidade dos indicadores de continuidade calculados para os referidos anos. E, em 31 de outubro de 2016, concluiu o reprocessamento dos indicadores operacionais de continuidade.

Com base nessas análises, o impacto total acumulado no resultado da Companhia foi de R$171,2 milhões, sendo R$ 152,5 milhões já registrado no ano de 2015. Esse valor é composto por:

(i) R$ 55,7 milhões referente componente Xq do Fator X que indexa a tarifa registrada como conta redutora da "Receita Operacional Líquida;

(ii) R$ 58,8 milhões referente às compensações aos consumidores em relação aos indicadores de DIC/FIC/DMIC/DICRI;

(iii) R$ 35,6 milhões referente aos autos de infração recebidos pela Companhia referentes aosindicadores de continuidade para os anos de 2013 e 2014; e

(iv) R$ 21,1 milhões referente à atualização monetária relacionada aos itens acima mencionados.

Ao longo de 2016, a Companhia efetuou, por meio de desconto nas faturas, a devolução aos seus clientes referente ao DIC/FIC/DMIC/DICRI. Tal movimentação pode ser verificada na tabela a seguir, que apresenta o saldo das provisões por trimestre:

Saldo da Provisão (R$ milhões)	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
Fator Xq	58,1	58,1	58,1	48,4	55,7
DIC/FIC/DMIC/DICRI	48,4	23,1	21,8	30,5	4,6
Possíveis Penalidades / Autos de Infração	35,0	35,0	35,0	35,6	35,6
Atualização Monetária	11,0	12,2	15,3	16,4	13,0
Total	**152,5**	**128,4**	**130,2**	**130,9**	**108,9**

CONSUMO

Consumo - GW[1]	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Residencial	3.981,8	3.916,6	-1,6%	16.020,7	15.930,0	-0,6%
Comercial	3.241,8	2.728,1	-15,8%	12.571,5	11.757,8	-6,5%
Industrial	1.200,2	903,6	-24,7%	4.766,1	4.055,5	-14,9%
Demais	717,9	650,1	-9,4%	2.820,8	2.720,3	-3,6%
Mercado Cativo	**9.141,7**	**8.198,5**	**-10,3%**	**36.179,1**	**34.463,6**	**-4,7%**
Clientes Livres	1.959,0	2.300,3	17,4%	8.057,7	8.362,1	3,8%
Mercado Total	**11.100,7**	**10.498,7**	**-5,4%**	**44.236,8**	**42.825,7**	**-3,2%**

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh[1]	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Residencial	3.981,8	3.916,6	-1,6%	16.020,7	15.930,0	-0,6%
Comercial	3.781,5	3.442,3	-9,0%	14.742,7	14.177,4	-3,8%
Industrial	2.275,2	2.159,4	-5,1%	9.278,2	8.664,3	-6,6%
Demais	1.062,2	980,5	-7,7%	4.195,3	4.054,0	-3,4%
Total	**11.100,7**	**10.498,7**	**-5,4%**	**44.236,8**	**42.825,7**	**-3,2%**

[1]- Não inclui consumo Próprio; Dados 2015 e 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

O mercado total da AES Eletropaulo encerrou o 4T16 com um volume de 10.498,7 GWh, uma redução de 5,4% em relação ao 4T15. Esse desempenho se deve ao menor número de dias de faturamento no trimestre e à queda nas classes comercial e industrial, principalmente, que foram impactadas pela continuidade da crise econômica. A classe industrial, que continua com desempenho negativo na produção, teve queda de 5,1% e a classe comercial caiu 9,0%. O 4T16 teve 2,6 dias a menos de faturamento (-250 GWh) e excluindo-se esse impacto do mercado, a queda seria de 3,1% no período.

Em 2016, o mercado total na área de concessão da Companhia teve queda de 3,2% em comparação ao ano de 2015, com desempenho negativo das classes, principalmente da classe industrial que reduziu o consumo em 6,6% refletindo a queda da Produção Industrial do Estado de São Paulo que caiu 5,5% em 2016 em relação ao mesmo período de 2015, e redução de 3,8% da classe comercial devido à queda de 4,8% do volume de vendas do comércio no Estado de São Paulo em 2016, segundo dados do IBGE. A classe residencial, apesar da queda da renda real de 2,9% no acumulado até novembro de 2016, teve decréscimo de apenas 0,6% no ano, reflexo de temperaturas mínimas mais baixas e temperaturas máximas mais altas ao longo do ano que influenciaram positivamente o consumo devido ao uso de aparelhos de climatização. Nesse período houve 0,9 dia a menos de faturamento (89 GWh) e desligamentos de clientes (-60 GWh) e, se esses efeitos fossem excluídos, o mercado total cairia 2,9%. O desempenho do mercado total em 2016 reflete a piora no cenário econômico, como já citado anteriormente.

Mercado cativo

O mercado cativo, cuja participação no mercado total é de 78%, apresentou decréscimo de 10,3% em relação ao 4T15, totalizando 8.198,5 GWh no 4T16. O mercado cativo foi influenciado por: (i) 2,6 dias a menos de faturamento; (ii) migração de clientes para o ACL (Ambiente de Contratação Livre); e (iii) retorno de clientes para o mercado cativo. Desconsiderada a influência desses fatores, o mercado cativo teria queda de 3,5 % em relação ao 4T15. Em 2016, o mercado cativo apresentou queda da 4,7% comparada a 2015. Os motivos para essa queda são: (i) 0,9 dia a menos de faturamento (-89 GWh); (ii) migração de clientes para o ACL (-682 GWh); e (iii) retorno de clientes para o mercado cativo (+8 GWh). Se esses efeitos fossem desconsiderados, o mercado cativo teria queda de 2,7% em relação ao 2015.

Desempenho do mercado por classe de consumo

Residencial

O consumo da classe residencial foi de 3.916,6 GWh no 4T16, com queda de 1,6% em relação ao 4T15. A classe foi influenciada no trimestre pelos seguintes fatores: (i) temperaturas mínimas 1,3 ° C mais baixas, que influenciaram o aumento do consumo, como citado anteriormente, com exceção de dezembro em que as médias das temperaturas máximas ficaram 0,6°C mais altas; (ii) 1,6 dias a menos de faturamento (-70 GWh), que se fosse desconsiderado faria com que a classe crescesse 0,1%; (iii) queda no consumo por consumidor de 206,5 KWh/mês para 199,0 KWh/mês no trimestre, representando uma redução de 3,6% e (iv) incremento de 175 mil unidades consumidoras no 4T16 contra 4T15.

No ano de 2016, a classe residencial teve redução de 0,6% em relação ao mesmo período de 2015, parte dessa queda é explicada pela queda de 2,9% do rendimento real da RMSP[4] no acumulado até novembro de 2016 e parte devido às tarifas mais altas até o 1S16. Essa queda não foi maior devido: (i) temperaturas acima da média histórica em abr/16 que influenciaram o uso de ar condicionado; (ii) temperaturas mais baixas ao longo do ano que ficaram 0,8°C menores em relação a 2015 e que contribuíram para o uso de aquecedores; e (iii) 0,2 dia a mais de faturamento (+11 GWh).

Comercial

O total de energia distribuída para a classe comercial cativa foi de 2.728,1 GWh no 4T16 com redução de 15,8% na comparação com o 4T15. A classe foi influenciada no trimestre por: (i) temperaturas menores no trimestre, que reduziram o consumo na classe; (ii) 3,1 dias a menos de faturamento (-108 GWh); (iii) efeitos negativos da migração de clientes ao ACL (-226 GWh) e retorno de clientes ao cativo (+5 GWh); e (iv) desempenho negativo do comércio no Estado de São Paulo[5], que no trimestre teve queda de 4,6%. Desconsiderados os efeitos da migração e retorno de clientes e de dia de faturamento, a classe decresceria 6,3 % no período.

Em 2016, a classe comercial cativa reduziu o consumo em 6,5%, reflexo do fraco desempenho do comércio no Estado de São Paulo, que teve queda de 4,8% em 2016. O ano foi influenciado por: (i) Impacto da migração de clientes ao ACL (-381 GWh) e retorno ao ACR (+8 GWh); (ii) 1,4 dias a menos de faturamento (-60 GWh). Desconsiderados os efeitos da migração e retorno de clientes e de dia de faturamento, a classe cairia 3,1% no período.

Industrial

No 4T16, o consumo da classe industrial cativa reduziu 24,7% na comparação com o 4T15, totalizando 903,6 GWh. Esse desempenho é reflexo da migração de clientes ao ACL (-168 GWh) e da queda na atividade industrial no Estado de São Paulo[6] que caiu 2,6% no 4T16. Além do efeito da economia, o trimestre teve 4,1 dias a menos de faturamento (-53 GWh), que se descontados fariam com a classe tivesse queda de 7,7%.

No ano de 2016, a classe industrial cativa apresentou redução de 14,9% no consumo em comparação com 2015. Os principais impactos no ano foram: (i) migração de clientes ao ACL (-287 GWh); (ii) 2,5 dias a menos de faturamento (-33 GWh); e (iii) redução de 5,5% da produção industrial no Estado de São Paulo em 2016 para se adequar à demanda mais fraca, resultando na adoção de sistema de *layoff* (suspensão temporária dos contratos), férias coletivas e licenças remuneradas principalmente no setor automobilístico. Excluídos os efeitos da migração de clientes e de dias de faturamento, a classe industrial cativa cairia 8,8%.

---

[4] Região Metropolitana de São Paulo - Pesquisa de Emprego e Desemprego da DIEESE/SEADE-SP.
[5] Pesquisa Mensal de Comércio (PMC) do IBGE.
[6] Segundo a Pesquisa Industrial Mensal (PIM) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Demais Classes (Poder Público, Rural, Serviço Público e Iluminação pública)

O consumo cativo das demais classes foi de 650,1 GWh no 4T16, um decréscimo de 9,4% em relação ao 4T15, impactado por 2,3 dias a menos de faturamento no trimestre (-19 GWh). Esse resultado é devido à classe de poderes públicos que teve queda de -10,1% no 4T16. Houve também a saída de clientes para o livre (-9 GWh). Desconsiderando o efeito de dias de faturamento e migração, as demais classes cairiam 5,7% no trimestre.

Em 2016, as demais classes tiveram queda de 3,6% em relação ao mesmo período de 2015. A classe de poderes públicos é responsável pela queda de 2,1% dos 3,6% quando reduziu seu consumo em 4,5%. Desconsiderando o efeito de 0,7 dia a menos de faturamento (-7 GWh) e migração ao mercado livre (-14 GWh), o consumo das demais classes reduziria 2,8%.

Clientes Livres

No 4T16, houve migração de 159 clientes ao ACL, totalizando 894 unidades consumidoras livres na área de concessão da AES Eletropaulo.

O mercado faturado dos clientes livres foi de 2.300,3 GWh no 4T16, um aumento de 17,4% quando comparado ao 4T15 devido, principalmente, à migração de clientes ao mercado livre. No período, 159 unidades consumidoras migraram para o ACL e 1 unidade foi desligada e o efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 384 GWh no ACL. Se esses efeitos fossem descontados, o mercado teria uma queda de 1,8 no trimestre, resultado do fraco desempenho econômico.

Em 2016, o mercado faturado dos clientes livres cresceu 3,8% em função da migração de clientes ao mercado livres. No período, 365 unidades consumidoras migraram para o ACL e 5 unidades retornaram para o ACR e o efeito líquido dessa movimentação foi um acréscimo de 674 GWh no ACL e, consequentemente, a redução do mesmo volume no ACR. Contudo, 8 unidades foram desligadas (-60 GWh) no período. Excluindo-se todos esses efeitos, o mercado livre teria redução de 3,6% em 2016 em relação a 2015, impactado pela piora da atividade econômica.

Clientes Livres	Período[3]	Número de Unidades	Gwh Faturado	Período[3]	Número de Unidades	GWh Faturado (ano)
Total de unidades	3T16	736	1.959	4T15	542	8.058
Saída para Rede Básica	4T16	0	0	LTM[4]	0	0
Unidades Desligadas	4T16	-1	-14	LTM[4]	-8	-60
Unidades Novas	4T16	0	0	LTM[4]	0	0
Migração para ACL[1]	4T16	159	403	LTM[4]	365	682
Retorno para o ACR[2]	4T16	0	-5	LTM[4]	-5	-8
Total de Unidades	**4T16**	**894**	**2.300**	**4T16**	**894**	**8.362**

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

BALANÇO ENERGÉTICO 2016[7]

SUPRIMENTO (GWh)			FATURAMENTO (GWh)	
Itaipu	9.182		15.930	Residencial
Angra	1.636		11.758	Comercial
Cota	10.308	ENERGIA REQUERIDA 40.118	4.055	Industrial
Proinfa	904		2.720	P.Público e Outros
Leilão (hídrico)	15.461		37	Consumo Próprio
Leilão (térmico)	6.988		930	Perda Transmissão
CCEE	(4.360)		4.688	Perda Distribuição

A AES Eletropaulo encerrou o ano de 2016 com um nível de contratação de energia equivalente a 110,87% da sua carga cativa. As sobras de energia ("superávit") de 4.360 GWh acumuladas pela Companhia foram vendidas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O resultado do mercado para o ano de 2016 e as iniciativas para redução da nossa sobrecontratação, como renegociação bilateral com geradores de energia e participação dos leilões do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, resultaram no nível de contratação mencionado acima. Esse resultado foi impactado principalmente pela contratação de energia no leilão A-1 e pela migração dos clientes especiais.

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

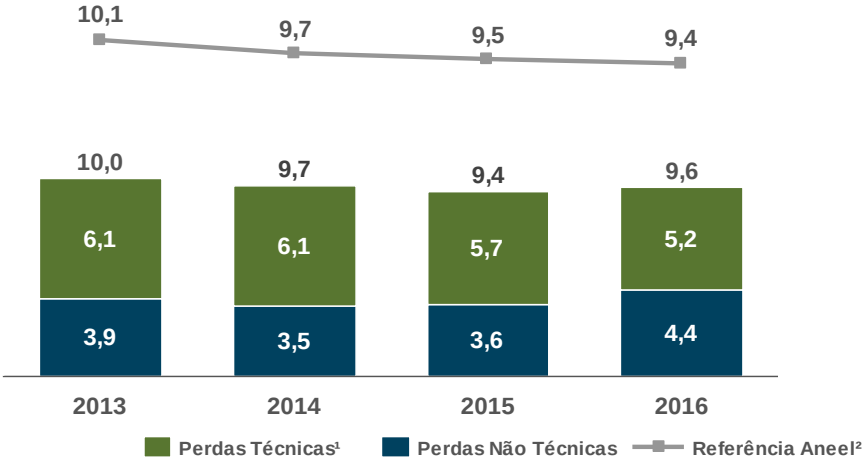
Quanto ao segundo fator, que diz respeito à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, seguindo orientações dada em Reunião de Diretoria da Aneel, a Companhia apresentou pedido administrativo de equiparação à tratativa existente para os clientes convencionais, com consequente reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

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

[7] O balanço energético reflete os números de 2016 informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os números demonstrados nas notas explicativas que constam nas Demonstrações Contábeis da Companhia refletem os valores por elas estimados à época do fechamento contábil e que são ajustados nos meses subsequentes, quando da disponibilização dos números finais pela CCEE.

Perdas (%) - (últimos 12 meses)

Perdas totais - Referência ANEEL para o ano regulatório 2016/2017: 9,4%



1. Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o 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 através da 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 (47.718 GWh).

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,63%, sendo divididas entre perdas técnicas (5,21%) e não técnicas (4,42%). Em comparação ao 4T15, as perdas totais apresentaram um aumento de 0,26 p.p., decorrente dos aumentos tarifários de 2015 e do cenário econômico que o país está enfrentando, apesar da Companhia manter todo o esforço possível visando combater o crescimento das perdas.

Nesse cenário, a AES Eletropaulo tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com um programa de mapeamento e recadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na nova legislação. No 4T16 aproximadamente 473 mil famílias foram beneficiadas com este programa, contra 389 mil no 4T15, ou seja, 84 mil novas famílias foram beneficiadas neste 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 4T16 foram realizadas 89,5 mil inspeções e identificadas 23,1 mil irregularidades, contra 75,1 mil inspeções e 11,5 mil irregularidades no 4T15. Em 2016 foram realizadas 384,7 mil inspeções e identificadas 91,0 mil irregularidades, contra 331,8 mil inspeções e 47,7 mil irregularidades em 2015. Este aumento de 15,9% nas inspeções deve-se a baixa utilização das equipes de combate às perdas nas atividades de emergência, no 1T16, período das chuvas de verão. Nesse mesmo ano a identificação de irregularidades teve aumento de 90,8% na comparação com 2015. O uso de tecnologias mais atuais com inteligência analítica, redes neurais, *learn machining*, têm contribuído para a eficiência desse processo

(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 4T16, foram realizadas 84,4 mil

visitas e 15,9 mil instalações foram recuperadas, ante 117,0 mil visitas e 18,2 mil instalações recuperadas no 4T15. Em 2016 foram realizadas 388,6 mil visitas e 79,9 mil instalações foram recuperadas, ante 462,4 mil visitas e 65,4 mil instalações recuperadas nos 2015. A redução na quantidade de visitas associada ao aumento de 22,2% na quantidade de instalações recuperadas é devido à melhoria no processo com a adoção de tecnologias de inteligência analítica e mineração de dados. A empresa vem atuando fortemente nesta iniciativa desde 2011, e intensificou esta ação em 2015 devido aos reajustes tarifários, visando combater o crescimento das perdas na empresa;

(iii) Regularização de ligações informais (clandestinas): tem por objetivo transformar consumidores em clientes. No 4T16, foram regularizadas 8,8 mil ligações informais, contra 15,0 mil regularizações no 4T15. Em 2016 foram regularizadas 45,6 mil instalações informais, contra 67,0 mil instalações em 2015. A empresa iniciou este programa em 2004 e até o momento mais de 760,0 mil instalações já foram regularizadas; e

(iv) Redução de perdas administrativas: o objetivo dessa iniciativa é identificar as oportunidades nos processos do ciclo comercial que geram perdas de faturamento. Em 2016, a empresa identificou cerca de 143,1 mil instalações com esse tipo de perdas ante 68,4 mil em 2015, 109,2% a mais do que o ano anterior. As principais causas estão relacionadas às instalações com contrato rescindidos e aos impedimentos de leitura de medidores para o faturamento.

No 4T16, as iniciativas de combate a perdas contribuíram com aproximadamente R$ 74,9 milhões no resultado da Companhia e acrescentaram ao mercado faturado 190,1 GWh de energia, ante os 145,4 GWh adicionados no 4T15.

Em 2016 foram acrescentados 673,6 GWh de energia que corresponde a um faturamento aproximado de R$ 275,9 milhões. Este montante está dividido da seguinte forma:

(i) R$ 73,7 milhões (196,0 GWh) em 2016, sendo R$ 20,9 milhões (58,6 GWh) no 4T16, em decorrência das inspeções de combate à fraude;

(ii) R$ 53,0 milhões (126,9 GWh) em 2016, sendo R$ 11,1 milhões (27,9 GWh) no 4T16, com a regularização de ligações informais;

(iii) R$ 24,2 milhões (58,2 GWh) em 2016, sendo R$ 5,9 milhões (14,8 GWh) no 4T16, com a recuperação de clientes cortados;

(iv) R$ 105,3 milhões (254,3 GWh) em 2016, sendo R$ 31,4 milhões (78,8 GWh) no 4T16, redução de perdas administrativas; e,

(v) R$ 19,7 milhões (38,2 GWh) em 2016, sendo R$ 5,6 milhões (10,0 GWh) no 4T16, com o faturamento de energia retroativa de consumo irregular.

Recicle Mais, Pague Menos

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

Este programa tem se mostrado um importante alternativa para os clientes conciliarem suas contas de energia elétrica e o orçamento familiar, contribuindo para evitar o aumento do índice de inadimplência e melhorar o índice de recuperação de receita.

No 4T16, 948 novos clientes se cadastraram, totalizando 50,2 mil acumulados desde o início do programa, frente aos 3.804 clientes cadastrados no 4T15. O valor de bônus concedido aos clientes chegou a R$ 62 mil com a coleta de 281 toneladas de resíduos no trimestre, frente a R$ 70 mil (427 toneladas) no 4T15.

Para 2016, cadastraram-se no programa 5.403 novos clientes, frente aos 38.863 clientes cadastrados em 2015. O valor de bônus concedido aos clientes chegou em R$ 202 mil com a coleta de 1.444 toneladas de resíduos coletadas. Já em 2015 foram concedidos R$ 205 mil pela coleta de 1.541 toneladas de material.

Os valores concedidos como bônus aos clientes retornam para a companhia por meio da recicladora contratada pelo projeto, que compra os materiais recicláveis, de forma que a receita da Companhia não sofre alteração.

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 à Tarifa Social, sendo que as distribuidoras devem comunicar os motivos e orientar sobre a manutenção do referido benefício.

Para avaliação quanto ao atendimento aos critérios de elegibilidade, a Resolução Normativa 572/2013 estabelece dois processos de validação anual, que ocorre em janeiro e julho de cada ano.

Com os processos de validação anual, ocorreram quatro ciclos de descadastramento de clientes da TSEE conforme quadro abaixo. Nesse processo, a Aneel define em seu Relatório de descadastramento ou durante o processo de Manutenção do Benefício da Tarifa Social a quantidade de descadastramento em cada período. Após ações de atualização e recadastro pela AES Eletropaulo e iniciativa dos clientes em atualizar seus dados no CadÚnico, o número foi reduzido, conforme pode-se observar na tabela abaixo.

Período	Relatório de descadastramento	Descadastramento efetivo
Ciclo 2014	220.865	157.806
Ciclo 2015	270.258	70.651
Manutenção do Benefício da Tarifa Social - 2015	61.314	42.132
Ciclo 2016	75.355	16.509
Total	**627.792**	**287.098**

A partir de 10/05/2016 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 717/2016 que aprimorou o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da TSEE, onde as principais mudanças são:

(i) inclusão do processo de validação pela repercussão cadastral e notificação ao cliente através de mensagem em fatura;

(ii) processo de Validação pela Repercussão Cadastral: Visa avaliar se a situação cadastral da família é compatível com sua permanência na TSEE, conforme procedimentos do Ministério de Desenvolvimento Social e Combate à Fome (MDS) e ANEEL. Essa validação é realizada pelo MDS, sendo que mensalmente a ANEEL encaminha lista de repercussão às distribuidoras contendo as famílias que devem ser notificadas para atualização cadastral ou sobre o descadastramento; e,

(iii) notificação através de mensagem em fatura: Todas as famílias contidas na lista de repercussão serão notificadas com mensagem em fatura. O tipo de mensagem e o período em que essas devem ser impressas são definidos conforme cronograma da ANEEL.

Considerando as novas definições da Resolução Normativa 717/16, entre maio e dezembro de 2016 foram realizados 69.766 mil descadrastramentos da Tarifa Social e aproximadamente 250 mil notificações ao cliente através de mensagem em fatura.

Para minimizar o 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 sobre o tema com representantes dos 24 municípios da área de concessão, líderes comunitários e PROCON; inclusão de matéria de capa no jornal distribuído às comunidades; realização de treinamento para as equipes de atendimento, envio de correspondência a clientes com potencial de descadastramento; realização de saneamento na base cadastral dos clientes e atuação junto aos consumidores por meio do Projeto CadÚnico Atualização.

Em dezembro de 2016, a Companhia faturou 472.687 clientes com TSEE.

EFICIÊNCIA NO USO DE RECURSOS E DISCIPLINA NA EXECUÇÃO

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

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL BRUTA

A receita operacional bruta da AES Eletropaulo totalizou R$ 5.110,0 milhões no 4T16, uma queda de 22,5% ou R$ 1.479,7 milhões, quando comparada ao 4T15.

Esse desempenho é explicado, principalmente, pela:

(i) redução de R$ 984,1 milhões da receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) devido, principalmente, à redução do mercado no período;

(ii) redução de R$ 375,7 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial Líquido, em função da redução do encargo da CDE e da redução da compra de energia para revenda; e,

(iii) redução de R$ 363,6 milhões do faturamento das bandeiras tarifárias, dado que a bandeira tarifária no 4T16 era verde (out/16) ou amarela (nov/16 e dez/16) enquanto no 4T15 era vermelha; parcialmente compensado pelo:

(iv) impacto positivo na venda de energia no curto prazo em R$ 66,7 milhões em função do maior volume de energia vendida no período.

Em 2016, a receita operacional bruta da Companhia foi de R$ 20.510,3 milhões, uma redução de R$ 4.055,0 milhões, ou 16,5%, quando comparada à 2015. Esse resultado é principalmente em função da:

(i) redução de R$ 3.243,9 milhões referente ao Ativo Financeiro Setorial Líquido principalmente em função da redução do encargo da CDE e da redução da compra de energia para revenda;

(ii) redução de R$ 1.385,4 milhões do faturamento das bandeiras tarifárias, considerando a vigência da bandeira vermelha em 2015, e das bandeiras verde e amarela na maior parte de 2016 (mar/16 até dez/16);

(iii) pelo menor impacto na venda de energia no curto prazo em R$ 128,0 milhões em função da redução do PLD em 2016 quando comparado à 2015; parcialmente compensado pela:

(iv) maior receita de fornecimento (ex-bandeira tarifária) em R$ 755,4 milhões devido ao aumento de tarifa média no ano (efeito médio a ser sentido pelo consumidor 9,1% superior ao longo de 2016 vs. 2015).

DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL

As deduções representaram 40,1% da receita operacional bruta no 4T16, totalizando R$ 2.049,9 milhões. Houve uma diminuição de R$ 1.090,8 milhões quando comparado ao 4T15. Esse desempenho é explicado principalmente pela redução de:

(i) R$ 384,4 milhões com encargos da CDE após seu reajuste negativo para o ano de 2016;

(ii) R$ 363,6 milhões de encargo com a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias (CCRBT), refletindo a bandeira verde (out/16) e amarela (nov/16 e dez/16) no período; e

(iii) R$ 258,6 milhões na conta de ICMS.

Em 2016, a dedução da receita operacional totalizou R$ 8.850,4, uma redução de R$ 2.047,5 milhões, ou 18,8%,frente a 2015, em função, principalmente, da redução de:

(i) R$ 1.385,4 milhões de encargo com a CCRBT;

(ii) R$ 494,3 milhões com encargos da CDE;

(iii) R$ 102,9 milhões na conta de ICMS.

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 4T16, a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R$ 3.060,1 milhões, 11,3% menor que os R$ 3.449,0 milhões registrados no 4T15. Além das variações apontadas acima, destaca-se:

(i) efeito da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, fruto da liminar obtida em favor da Companhia em janeiro de 2015, que apresentou um impacto positivo de R$ 43,2 milhões no 4T15. A compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, e, portanto, não apresentou nenhum efeito no 4T16.

Em 2016 a Companhia registrou uma receita operacional líquida de R$ 11.659,9 milhões, 14,7% menor que os R$ 13.667,4 milhões registrados em 2015. Além das variações apontadas acima, apresentamos:

(i) efeito positivo da compensação relativa ao ativo possivelmente inexistente, que apresentou um impacto positivo de R$ 79,1 milhões em 2015, fruto dos primeiros oito dias úteis de 2015 no montante negativo de R$ 7,2 milhões somado ao efeito positivo de R$ 86,3 milhões do início das compensações no 2S15, vs. um efeito positivo de R$ 86,3 milhões no 1S16. Conforme mencionado acima, a compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016, não apresentando impacto no 2S16.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais da AES Eletropaulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R$ 2.543,0 milhões no 4T16, uma redução de 16,7% em relação ao 4T15. No ano, a Companhia registrou R$ 10.123,1 milhões de custos e despesas operacionais, refletindo redução de 16,3% em relação à 2015. As principais variações estão detalhadas a seguir:

Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Parcela A	**2.473,2**	**1.965,8**	**-20,5%**	**9.884,5**	**7.681,0**	**-22,3%**
Energia Comprada para Revenda	2.198,6	1.828,2	-16,8%	8.760,9	6.737,9	-23,1%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	274,7	137,6	-49,9%	1.123,5	943,2	-16,0%
PMSO	**577,8**	**577,2**	**-0,1%**	**2.208,7**	**2.442,1**	**10,6%**
Pessoal e Entidade de Previdência	256,5	293,2	14,3%	1.008,4	1.139,2	13,0%
Pessoal	177,5	194,7	9,7%	693,2	783,5	13,0%
Entidade de Previdência	79,0	98,4	24,6%	315,3	355,7	12,8%
Materiais	25,2	17,2	-31,7%	42,0	77,1	83,6%
Serviços de Terceiros	152,2	140,4	-7,8%	524,3	567,1	8,2%
Outros	143,9	126,4	-12,2%	633,9	658,7	3,9%
Total	**3.051,0**	**2.543,0**	**-16,7%**	**12.093,1**	**10.123,1**	**-16,3%**

Parcela A

Custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda

No 4T16, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 16,8%, ou R$ 370,4 milhões, em comparação ao 4T15, totalizando R$ 1.828,2 milhões. Abaixo estão detalhadas as principais variações nas despesas com compra de energia elétrica:

(i) **AES Tietê Energia (contrato bilateral):** redução de R$ 609,6 milhões. Em 31 de dezembro de 2015, encerrou-se o contrato bilateral entre AES Eletropaulo e a AES Tietê Energia. Neste mesmo mês a AES Eletropaulo participou do leilão de energia existente A-1, recontratando parte da energia anteriormente adquirida da AES Tietê Energia por uma tarifa inferior;

(ii) **Itaipu:** redução de R$ 319,4 milhões, refletindo redução de 1,0% do volume de energia adquirida no período e a redução de 39,9% da tarifa média, fruto da redução da tarifa em dólar em dezembro de 2015, e da apreciação do Real (R$) frente ao Dólar no comparativo entre o 4T16 e 4T15;

(iii) **Leilões[8]:** aumento de R$ 510,9 milhões, com o aumento de 47,7% do volume de energia comprada principalmente impactado pelas hídricas, em função do fim do contrato bilateral com a AES Tietê Energia e contratação do seu volume no leilão A-1 de dezembro/15.

Em 2016, a despesa com energia comprada para revenda diminuiu 23,1%, ou R$ 2.023,1 milhões, em comparação à 2015, totalizando R$ 6.737,9 milhões. Essa variação é fruto, principalmente:

(i) **AES Tietê Energia (contrato bilateral):** redução de R$ 2.355,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2015, encerrou-se o contrato bilateral entre AES Eletropaulo e a AES Tietê Energia. Neste mesmo mês a AES Eletropaulo participou do leilão de energia existente A-1, recontratando parte da energia anteriormente adquirida da AES Tietê Energia por uma tarifa inferior;

(ii) **Itaipu:** redução de R$ 1.086,4 milhões, refletindo redução de 0,9% do volume de energia adquirida no período e a redução de 36,5% da tarifa média, fruto da redução da tarifa em dólar em dezembro de 2015, e da apreciação do Real (R$) frente ao Dólar no comparativo entre o 2016 e 2015;

(iii) **Leilões:** aumento de R$ 1.065,2 milhões, com o aumento de 51,4% do volume de energia comprada principalmente impactado pelas hídricas, em função do fim do contrato bilateral com a AES Tietê Energia e contratação do seu volume no leilão A-1 de dezembro/15, o que foi parcialmente compensado pela redução na tarifa média em 15,7%.

Fontes de compra de energia	Tarifa Média de Energia Comprada por fonte R$/MWh						Participação da fonte			
	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)	4T15	4T16	2015	2016
AES Tietê	217,9	0	-100,0%	217,9	0	-100,0%	24,6%	0,0%	24,8%	0,0%
Itaipú[1]	337,0	202,5	-39,9%	316,6	200,9	-36,5%	20,6%	20,8%	20,7%	20,5%
Leilão[1]	160,4	171,0	6,6%	176,8	149,1	-15,7%	48,7%	73,4%	48,7%	73,8%
Angra 1 e 2	166,7	200,0	20,0%	163,2	201,0	23,2%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Proinfa	225,8	243,3	7,7%	251,1	337,6	34,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
Tarifa	**212,7**	**180,2**	**-15,3%**	**215,5**	**165,5**	**-23,2%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

1- Considera o risco hidrológico

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
AES Tietê	2.798	0	-100,0%	11.108,0	0	-100,0%
Itaipú[1]	2.338	2.313	-1,1%	9.250	9.167	-0,9%
Leilão[1]	5.535	8.177	47,7%	21.770	32.956	51,4%
Angra 1 e 2	422	411	-2,6%	1.675	1.636	-2,3%
Proinfa	265	245	-7,5%	943	904	-4,1%
Energia no Curto Prazo	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Volume	**11.357**	**11.146**	**-1,9%**	**44.746**	**44.663**	**-0,2%**

1- Considera o risco hidrológico

Custo com Encargos do Uso da Rede Elétrica e de Transmissão

As despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R$ 137,6 milhões no 4T16, uma redução de 49,9%, ou R$ 137,0 milhões, em comparação ao 4T15. A redução é explicada, principalmente, pela:

[8] Inclui Quotas de Garantia Física e risco hidrológico relacionado aos leilões.

(i) redução de R$ 147,6 milhões do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), principalmente em função do menor despacho de térmicas fora da ordem de mérito, não refletido no preço da energia no mercado de curto prazo; parcialmente compensado pelo:

(ii) menor crédito de PIS/COFINS no 4T16 de R$ 19,4 milhões contra R$ 27,3 milhões no 4T15.

Em 2016, as despesas com encargos do uso da rede elétrica e de transmissão totalizaram R$ 943,2 milhões, uma redução de 16,1%, ou R$ 180,4 milhões, em comparação ano anterior. O aumento é devido, principalmente, à:

(i) redução de R$ 266,0 milhões do ESS;

(ii) redução de de R$ 40,1 milhões com Encargos de Uso da Rede Básica; parcialmente compensado pelo:

(iii) não recebimento de recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva ("CONER") determinado pela ANEEL em 2016, o que ocorreu em 2015 (recebimento de R$ 116,6 milhões no ano).

PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros)

No 4T16, o PMSO reportado foi de R$ 577,2 milhões, uma redução de R$ 0,6 milhão quando comparado ao mesmo período do ano de 2015. O PMSO gerenciável da Companhia totalizou R$ 482,3 milhões,um aumento de 13,7 %.

Em 2016, o PMSO reportado de R$ 2.442,1 milhões, um aumento de 10,6%, ou R$ 233,4 milhões em comparação à 2015. O PMSO gerenciável do ano totalizou R$ 2.056,9 milhões, R$ 360,6 milhões ou 21,3% acima de 2015.

As principais variações estão detalhadas a seguir:

PSMO - R$ milhões*	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Pessoal	256,5	293,2	14,3%	1.008,4	1.139,2	13,0%
Material	25,2	17,2	-31,8%	42,0	77,1	83,5%
Serviço de Terceiros	152,2	140,4	-7,7%	524,3	567,1	8,2%
Outras Despesas	143,9	126,4	-12,2%	633,9	658,7	3,9%
PMSO Reportado	**577,8**	**577,2**	**-0,1%**	**2.208,7**	**2.442,1**	**10,6%**
Entidade de Previdência	79,0	98,4	24,6%	315,3	355,7	12,8%
Outros	74,5	-3,6	-104,9%	197,2	29,5	-85,0%
PMSO - excluindo não gerenciáveis	**424,4**	**482,3**	**13,7%**	**1.696,2**	**2.056,9**	**21,3%**

*Não considera custos de construção e depreciação/ amortização

Pessoal

Pessoal - R$ milhões	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Pessoal e Encargos	177,5	194,7	9,7%	693,2	783,5	13,0%
Entidade de Previdência Privada	79,0	98,4	24,6%	315,3	355,7	12,8%
Total	**256,5**	**293,2**	**14,3%**	**1.008,4**	**1.139,2**	13,0%

Despesas com Pessoal e Encargos

No 4T16, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R$ 194,7 milhões, um aumento de 9,7% ou R$ 17,2 milhões em comparação ao 4T15. Essa variação deve-se, sobretudo, a:

(i) R$ 7,3 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo;

(ii) R$ 7,1 milhões de despesas com pessoal relacionadas ao Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade; e

(iii) R$ 2,1 milhões em assistência médica, efeito do aumento da taxa de administração de 5,9%, da inflação médica de 19,8% e do volume de utilização do plano.

Em 2016, as despesas com pessoal e encargos totalizaram R$ 783,5 milhões, um aumento de 13,0% ou R$ 90,3 milhões em comparação ao mesmo período de 2015. Esse aumento se dá por:

(i) R$ 46,5 milhões de despesas com pessoal relacionadas ao Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade;

(ii) R$ 31,3 milhões de reajuste de remuneração e benefícios em função do acordo coletivo; e

(iii) R$ 9,0 milhões em assistência médica, um efeito do aumento da taxa de administração de 5,9%, inflação médica de 19,8% e volume de utilização do plano.

Despesa com Entidade de Previdência Privada

No 4T16, a despesa com entidade de previdência privada somou R$ 98,4 milhões, um aumento de 24,6% ou R$ 19,5 milhões em comparação ao 4T15. Esse aumento decorre, principalmente, do retorno do pagamento do principal da despesa com entidade de previdência em abril de 2016, o que não ocorria desde de abril de 2014. Contribuiu para este aumento também a redução da taxa de desconto do ativo, que foi reduzida para 6,05% ao final do 1S16 contra 6,15% aplicado ao longo de 2015.

Em 2016, a despesa com entidade de previdência privada somou R$ 355,7 milhões, um aumento de 12,8% ou R$ 40,4 milhões em comparação ao ano de 2015, pela mesma justificativa supracitada.

Despesas com materiais e serviços de terceiros

No 4T16, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R$ 157,6 milhões, uma redução de 11,1% ou R$ 19,8 milhões em comparação ao 4T15. Essa variação deve-se, sobretudo a:

(i) melhorias no sistema de atendimento a clientes prioritários, decorrentes da conversão da multa aplicada pelo PROCON em R$ 9,5 milhões; e

(ii) efeito pontual de R$ 6,5 milhões em 2015 com o acionamento de apólice de seguros referente à um acidente na rede elétrica.

Em 2016, as despesas com materiais e serviços de terceiros totalizaram R$ 644,2 milhões, um aumento de 13,8% ou R$ 77,9 milhões em comparação a 2015. Essa variação deve-se, sobretudo a:

(i) R$ 53,8 milhões de despesas relacionadas ao Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade da Companhia;

(ii) R$ 31,1 milhões com o fomento a ações de corte e cobrança, para minimizar aumento de inadimplência (PCLD);

(iii) R$ 13,6 milhões em despesas relacionadas a frota, manutenção e combustível; parcialmente compensada pela:

(iv) reversão de R$ 17,7 milhões no 3T15 de materiais que foram para estoque, relacionados a projetos cancelados ou que foram reescalonados;

(v) melhorias no sistema de atendimento a clientes prioritários, decorrentes da conversão da multa aplicada pelo PROCON em R$ 9,5 milhões em 2015; e

(vi) efeito pontual de R$ 6,5 milhões em 2015 com a recuperação de despesas referentes à um acidente na rede elétrica.

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	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
PCLD	78,5	70,9	-9,7%	197,0	309,0	56,8%
Provisão de Litígio e Contigências	-62,6	-9,2	-85,3%	92,2	24,8	-73,1%
Demais despesas*	128,1	64,8	-49,4%	344,7	324,8	-5,8%
Total	**143,9**	**126,4**	**-12,2%**	**633,9**	**658,7**	**3,9%**

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

No 4T16, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R$ 126,4 milhões, uma redução de 12,2% ou R$ 17,5 milhões em comparação ao 4T15. Essa variação deve-se, sobretudo a redução de:

(i) R$ 7,6 milhões em despesas com PCLD associadas, principalmente, em função da implementação de ações de cobrança focadas em clientes com maior ticket médio. A carteira de clientes inadimplentes da Companhia finalizou o ano de 2016 com um ticket médio menor quando comparado a dezembro de 2015 (R$ 107 em dez/2016 vs. R$ 130 em dez/2015);

(ii) R$ 53,4 milhões aumento das despesas com Contingências associadas à:

a. reversão de provisão em R$ 105,4 milhões para processos regulatórios relacionada às inconsistências no cálculo dos indicadores de qualidade referentes aos anos de 2015 e 2014, que havia sido feita no 3T15; compensado pelo:
b. provisionamento de R$ 35,0 milhões em 2015 referente à 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; e
c. reversão R$ 21,6 milhões com a mudança de critério de contabilização da contingência trabalhista.

(iii) R$ 62,7 milhões de redução com Demais Despesas em função, principalmente, do

a. efeito positivo de R$ 38,0 milhões referente ao provisionamento de possíveis multas regulatórias de DIC/ FIC/ DMIC/ DICRI, que em sua maioria, ocorreram no 4T15, resultado das inconsistências dos indicadores DEC e FEC apurados entre 2011 e 2015; e
b. redução de R$ 17,5 milhões com multas de DIC/ FIC/ DMIC/ DICRI, refletindo redução dos indicadores DEC e FEC no período.

Em 2016, o grupo de outras despesas operacionais totalizou R$ 658,7 milhões, um aumento de 3,9% ou R$ 24,8 milhões em comparação à 2015. Essa variação deve-se, sobretudo a:

(i) R$ 112,0 milhões de maiores despesas com PCLD associadas a:

a. R$ 66,7 milhões do aumento do "ticket médio" (R$ 120 em 2016 vs. R$ 96 em 2015) e do número de clientes inadimplentes médio em 2016 (254 mil em 2016 vs. 216 mil em 2015);
b. R$ 23,8 milhões do descadastramento de 312 mil instalações que perderam o benefício da TSEE (Tarifa Social de Energia Elétrica);
c. R$ 16,9 milhões referente à provisão de clientes em situação falimentar;
d. reversão de R$ 13,4 milhões devido a acordos e regularizações de prefeituras e uma instituição pública em 2015; parcialmente compensado pela:
e. reversão de R$ 7,0 milhões da provisão referente ao imposto de iluminação pública cobrado na conta de luz ("CIP / COSIP") no 1T16.

(ii) R$ 67,4 milhões de redução das despesas com Contingências associadas à:

a. provisão de R$ 35,0 milhões em 2015 referente a possíveis penalidades a serem estabelecidas pelo órgão regulador em relação às inconsistências na apuração dos indicadores DEC e FEC de janeiro de 2011 a maio de 2015;

b. mudança de critério de contabilização da contingência trabalhista em R$ 21,6 milhões;
c. R$ 7,2 milhões de reversão de INSS após decadência.

(iii) R$ 19,8 milhões de redução com Demais Despesas em função de

a. provisionamento de R$ 38,0 milhões referente a possíveis multas regulatórias de DIC/ FIC/ DMIC/ DICRI em 2015, referente às inconsistências dos indicadores DEC e FEC entre 2011 e 2015;
b. R$ 23,1 milhões em perdas na desativação de bens principalmente em função de baixas de medidores realizadas no início de 2015 em preparação para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária; parcialmente compensada pelo:
c. aumento de R$ 48,1 milhões em multas do DIC/FIC/DMIC/DICRI em função do aumento nos indicadores de qualidade no período.

EBITDA AJUSTADO[9]

No 4T16, o Ebitda ajustado pelo fundo de pensão foi de R$ 326,6 milhões, contra um Ebitda de R$ 208,5 milhões ajustado pelo fundo de pensão e pelo ativo possivelmente inexistente, no valor de R$ 43,2 milhões, que teve sua compensação concluída em junho deste ano, no 4T15. Os seguintes fatores explicam o aumento de R$ 118,1 milhões:

(i) efeito positivo de R$ 28,9 milhões referentes aos provisionamentos relacionados às inconsistências na apuração do DEC e FEC entre 2011 a 2015, que ocorreram, principalmente, no 4T15;

(ii) efeito positivo na margem em função do aumento no componente de Parcela B na tarifa em comparação ao 4T15, que contribuiu para um aumento de R$ 36,7 milhões;

(iii) menores despesas com DIC/FIC/DMIC/DICRI no montante de R$ 17,5 milhões; parcialmente compensado pelo:

(iv) aumento de R$ 88,4 milhões com Contingências, em função, principalmente, da reversão de R$ 105,4 milhões no 4T15 referente às provisões relacionadas às inconsistências no DEC e FEC de 2011 até 2015; e

(v) aumento em R$ 29,7 milhões referente do PMSO gerenciável, já incluindo o montante destinado ao Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade nos período.

O Ebitda reportado no 4T16 foi de R$ 228,1 milhões, ante um Ebitda de R$ 172,6 milhões no 4T15, apresentando aumento de R$ 55,5 milhões.

Em 2016, o Ebitda ajustado pelo ativo possivelmente inexistente e pelo fundo de pensão foi de R$ 1.003,6 milhões, contra R$ 1.199,7 milhões em 2015. Os seguintes fatores explicam a redução de R$ 196,1 milhões:

(i) aumento de R$ 267,9 milhões no PMSO gerenciável, incluindo aumento de R$ 115,8 milhões destinados ao Plano de Recuperação dos Indicadores de Qualidade ao longo do ano;

(ii) maiores despesas com PCLD em R$ 112,0 milhões, reflexo, principalmente, dos aumentos tarifários ocorridos em 2015;

(iii) efeito negativo da sobrecontratação em R$ 23,2 milhões dado que em 2015, o efeito foi positivo em R$ 39,4 milhões e em 2016 o efeito foi positivo em R$ 16,2 milhões. No 2T16 tivemos o reconhecimento de R$ 16,2 milhões da sobrecontratação de 2015 fruto da mudança de metodologia de preço de compra de energia (PMix), que deixou de reconhecer o risco hidrológico; parcialmente compensado pelo:

[9] Ajustes referentes ao ativo possivelmente inexistente e despesas com fundo de pensão.

(iv) efeito negativo de R$ 132,9 milhões em 2015 referentes aos provisionamentos relacionados às inconsistências na apuração do DEC e FEC entre 2011-2015, custos que ocorreram, principalmente, em 2015; entre as variações, estão:

a. R$ 38,0 milhões de multas do DIC/FIC/DMIC/DICRI;
b. R$ 34,4 milhões de possíveis penalidades a serem aplicadas pelo regulador; e
c. R$ 60,5 milhões referente ao componente Xq do Fator X que indexa a tarifa.

(v) menores despesas com Contingência em R$ 33,0 milhões em função, principalmente, da mudança do critério de contabilização da contingência trabalhista e reversão de INSS.

O Ebitda reportado em 2016 foi de R$ 734,3 milhões, ante Ebitda de R$ 963,6 milhões em 2015, uma redução de R$ 229,3 milhões.

RESULTADO FINANCEIRO

A Companhia registrou no 4T16 um resultado financeiro negativo em R$ 91,8 milhões, ante resultado financeiro negativo de R$ 40,7 milhões no 4T15. O aumento de R$ 51,1 milhões comparado ao 4T15 se deve, sobretudo, à variação cambial de Itaipu e atualização dos ativos financeiros setoriais.

Em 2016, a Companhia registrou um resultado financeiro negativo em R$ 228,5 milhões, ante resultado financeiro negativo de R$ 313,9 milhões em 2015, apresentando um efeito positivo de R$ 85,4 milhões no comparativo dos anos. Tal efeito ocorreu em função, principalmente, do efeito positivo da variação cambial de Itaipu.

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

Receitas Financeiras

As receitas financeiras totalizaram R$ 74,6 milhões no 4T16, uma redução de 44,9% em relação aos R$ 135,5 milhões registrados no 4T15. Esse desempenho é explicado pela:

(i) redução na atualização monetária de ativos financeiros setoriais líquido em R$ 39,8 milhões;

(ii) redução de R$ 22,9 milhões referente à atualização monetária, juros e multas sobre conta de luz em atraso;

(iii) redução de R$ 6,9 milhões referente à atualização monetária de processos judiciais; parcialmente compensado pelo:

(iv) aumento de R$ 13,2 milhões referente à renda com aplicações financeiras, fruto do maior volume aplicado no trimestre.

Em 2016, a Companhia registrou uma receita financeira de R$ 434,9 milhões, redução de 7,4% em relação aos R$ 469,5 milhões de 2015. Esta variação pode ser explicada, principalmente, pela:

(i) redução de R$ 78,8 milhões referentes às atualizações monetárias dos ativos financeiros setoriais líquidos; parcialmente compensado pelo:

(ii) aumento de R$ 28,1 milhões referentes à renda de aplicações financeiras; e

(iii) aumento de R$ 21,1 de multas e atualização monetária, juros e multas sobre contas de energia elétrica em atraso.

Despesas Financeiras

As despesas financeiras do 4T16 totalizaram R$ 163,7 milhões, uma redução de R$ 25,7 milhões em relação ao 4T15 (R$ 189,4 milhões). As principais variações entre grupos estão detalhadas a seguir:

(i) redução de R$ 16,9 milhões com encargos da dívida em função, principalmente, do menor CDI médio no período (14,14% no 4T15 vs. 13,84% no 4T16) e menor saldo da dívida na comparação entre os trimestres;

(ii) efeito positivo de R$ 8,6 milhões, resultado da postergação de pagamento do contrato bilateral com a AES Tietê Energia no 4T15, o que não ocorreu no 4T16;

efeito positivo de R$ 10,9 milhões referente à menor atualização monetária do DIC/FIC/DMIC/DICRI e do Fator Xq relacionados às inconsistências de apuração nos indicadores DEC e FEC no comparativo entre 4T16 e 4T15.Em 2016, a Companhia registrou despesa financeira de R$ 698,7 milhões, um aumento de 5,4% em relação aos R$ 663,0 milhões de 2015. Esta variação pode ser explicada pelo:

(i) aumento do encargo das dívidas em R$ 55,3 milhões, devido ao maior CDI médio verificado no período (13,36% em 2015 vs. 14,06% em 2016);

(ii) aumento de R$ 10,6 milhões em multas moratórias, compensatórias e sanciatórias; compensado pela:

(iii) redução da atualização monetária de tributos no valor de R$ 18,4 milhões, em função do parcelamento de ICMS em 2015; e

(iv) efeito positivo de R$ 12,3 milhões resultado da postergação de pagamento do contrato bilateral com a AES Tietê Energia em 2015, o que não ocorreu em 2016.

Variações Cambiais Líquidas

No 4T16 as variações cambiais líquidas apresentaram um prejuízo de R$ 2,6 milhões, contra um valor positivo de R$ 13,3 milhões no 4T15, em função da alta do dólar americano utilizado na provisão da energia de Itaipu liquidada no segundo mês subsequente.

Em 2016 as variações cambiais líquidas apresentaram um valor positivo de R$ 35,3 milhões, contra um valor negativo de R$ 120,4 milhões registrados em 2015 principalmente em função da tendência de queda do dólar americano ao longo do ano, utilizado na provisão de energia de Itaipu conforme mencionado acima.

LUCRO LÍQUIDO

No 4T16, a Companhia reportou um lucro líquido de R$ 19,4 milhões vs. um lucro líquido de R$ 11,0 milhões no 4T15. Se, para fins de comparação, ajustarmos os resultados pelo efeito do ativo possivelmente inexistente na receita, a Companhia apresentou um prejuízo líquido de R$ 17,4 milhões no 4T15, enquanto o lucro do 4T16 manteve-se inalterado já que a compensação do valor foi concluída ao final do ano regulatório 2015-2016. Essa variação se deu, principalmente, em função do:

(i) efeito positivo de R$ 31,2 milhões na margem, refletindo, principalmente, o aumento da Parcela B e sobrecontratação no período;

(ii) efeito positivo de R$ 19,0 milhões referente ao recálculo dos indicadores de qualidade provisionados principalmente no 4T15; parcialmente compensado pelo:

(iii) efeito negativo do resultado financeiro menor no período em R$ 33,7 milhões; e

(iv) efeito negativo de R$ 12,1 milhões do aumento em depreciação e amortização ante o mesmo período de 2015.

Em 2016, a Companhia reportou um lucro líquido de R$ 20,9 milhões ante um lucro líquido de R$ 101,1 milhões em 2015. Se ajustarmos pelo ativo possivelmente inexistente, o prejuízo líquido ajustado em 2016 foi de R$ 36,0 milhões vs. lucro líquido ajustado de R$ 48,9 milhões em 2015. Essa variação se deve, principalmente, ao:

(i) efeito negativo de R$ 201,8 milhões do aumento no PMSO;

(ii) efeito negativo de R$ 42,0 milhões da margem, refletindo a redução do mercado total e sobrecontratação; parcialmente compensado pelo:

(iii) efeito positivo de R$ 87,7 milhões referente ao recálculo dos indicadores de qualidade provisionados em sua maioria em 2015; e

(iv) efeito positivo de R$ 56,4 milhões do resultado financeiro em função principalmente da variação cambial de Itaipu beneficiada pela valorização do Real.

REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

A Administração da AES Eletropaulo propõe a distribuição de 25% da base para pagamento de dividendos do ano de 2016, totalizando R$ 22,5 milhões. A Administração propõe ainda que do valor remanescente de R$ 67,5 milhões, R$ 65,9 milhões seja destinado ao aumento de capital social da Companhia e R$ 1,6 milhão seja destinado à Reserva Estatutária.

As destinações mencionadas acima serão submetidas à aprovação da Assembleia Geral Ordinária ("AGO") que está prevista para ocorrer até 28 de abril de 2017. Dessa forma, a proposta de distribuição de proventos da Companhia corresponde a R$ 0,12597593504 por ação ON e R$ 0,13857352854 por ação PN a serem pagos em data a ser deliberada em AGO.

Remuneração aos Acionistas - R$ milhões	
Resultado do Exercício - 31 de dezembro de 2016	**20,9**
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	73,5
Dividendos e JSCP prescritos	0,3
Constituição de Reserva Legal (5%)	-4,7
Base para distribuição de dividendos	**89,9**
Dividendos - mínimo obrigatório	**22,5**
Aumento de Capital Social	65,9
Reserva Estatutária	1,6

ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS LÍQUIDOS

Segundo as normas da Aneel, as diferenças entre os itens não gerenciáveis, considerados no reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária, e os valores efetivamente incorridos pelas distribuidoras devem ser registradas 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 são adicionados ou reduzidos da tarifa no reajuste tarifário anual ou na revisão tarifária seguinte – o que for aplicável, e são 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 em 2011, as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos deixaram de ser contabilizadas nas demonstrações financeiras da Companhia, gerando volatilidade no resultado.

A partir de Dezembro de 2014, 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, e com a 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, a Companhia passou a reconhecer no resultado determinados ativos e passivos.

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

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos*	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Itens regulatórios a sem compensados em ciclos futuros	-47,5	28,4	159,7%	-604,3	751,3	-224,3%
Itens regulatórios de ciclos anteriores	198,1	49,5	-75,0%	-466,1	858,2	-284,1%
Total	**150,6**	**77,8**	**-48,3%**	**-1.070,4**	**1.609,6**	**-250,4%**

*Os valores positivos representam acúmulo de passivo setorial e os valores negativos representam valores de ativo setorial líquido.

No 4T16, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R$ 28,4 milhões e os itens regulatórios de ciclos anteriores correspondem a R$ 49,5 milhões. Dessa forma, a variação dos itens regulatórios em relação à tarifa resultou efeito de R$ 77,8 milhões, a ser eventualmente repassado aos seus consumidores, explicado, principalmente, por:

(i) R$ 272,3 milhões de passivo setorial líquido da variação cambial referente ao descasamento entre a provisão e a liquidação da fatura de Itaipu, considerando a valorização do Real ante o Dólar americano ao longo do período competência do quarto trimestre de 2016;

(ii) passivo setorial líquido de R$ 146,4 milhões fruto da redução pela Aneel do encargo CDE em janeiro e junho de 2016;

(iii) R$ 120,8 milhões de passivo setorial líquido referente ao encargo setorial de ESS como resultado da diminuição do PLD no período; parcialmente compensado por:

(iv) efeito de R$ 367,3 milhões de ativo setorial líquido referente à sobrecontratação de energia; sendo que o preço de mercado de curto prazo no período ficou menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da Companhia; e,

(v) maior despesa com custos de energia contratada, resultando em ativo setorial líquido no período de R$ 240,1 milhões.

No acumulado do ano, os itens a serem compensados em ciclos futuros correspondem a R$ 751,3 milhões e os itens financeiros setoriais líquidos de ciclos anteriores correspondem a R$ 858,2 milhões. Dessa forma, a variação dos itens financeiros setoriais líquidos em relação à tarifa resultou em um impacto positivo de R$ 1.609,6 milhões, explicado, principalmente, por:

(i) menor despesa com custos de energia contratada, resultando em um passivo financeiro setorial líquido no período de R$ 1.102,3 milhões;

(ii) passivo setorial líquido de R$ 1.033,1 milhões referente à redução do encargo CDE em janeiro e junho de 2016, apesar da retração do consumo no período; parcialmente compensado pelo:

(iii) acúmulo de R$ 367,3 milhões de ativo financeiro setorial líquido referente à sobrecontratação de energia, sendo que o preço de mercado de curto prazo no período ficou menor que o custo médio dos contratos que constam no portfólio da Companhia;

A variação de Parcela A estimada pela Companhia para ser compensada em períodos futuros é de (-) R$ 268,7 milhões em 31 de dezembro de 2016. Já a variação de Parcela A, no mesmo período do ano anterior, era 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$ 1.309,3 milhões (excluindo o efeito do corredor contábil no montante de R$ 2.468,0 milhões).

Em 31 de dezembro de 2016, as disponibilidades da Companhia somavam R$ 1.067,6 milhões, valor R$ 536,5 milhões superior ao mesmo período de 2015.

Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R$ 3.513,1 milhões, uma redução de 20,9% em relação ao 4T15. Essa redução deve-se principalmente ao:

(i) aumento de R$ 536,5 milhões nas disponibilidades de caixa;

(ii) amortização da 9ª emissão de debêntures, no valor de R$ 75,0 milhões em agosto de 2016;

(iii) amortização da 11ª emissão de debêntures, no valor de R$ 100,0 milhões em novembro de 2016;

(iv) amortização de 15ª emissão de debêntures, no valor de R$ 250,0 milhões, 2016;

(v) amortização da 16ª emissão de debêntures, no valor de R$ 174,9 milhões em 2016; parcialmente compensados devido a:

(vi) emissão da CCB com Banco ABC, no valor de R$ 70,0 milhões em janeiro de 2016;

(vii) liberação da FINEP no valor de R$ 25,9 milhões de janeiro de 2016;

(viii) liberações FINEM, no valor de R$ 178,0 milhões em 2016; e

(ix) aumento do saldo de *leasing* em R$ 33,5 milhões.

Dívida - R$ milhões	4T15	4T16
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	3.602,5	3.271,4
Fundos de Pensão	1.371,9	1.039,3
(-) Disponibilidades[1]	531,2	1.067,6
Dívida Líquida	**4.443,3**	**3.513,1**
EBITDA (LTM)	963,6	734,3
Despesas com FCESP (LTM)	315,3	355,7
EBITDA Ajustado (LTM)	**1.278,8**	**1.090,0**
Despesas financeira sobre empréstimos	**-461,4**	**-505,3**
Dívida Líquida[2]/EBITDA Ajustado	**3,47**	**3,22**
EBITDA Ajustado/Despesa Financeira	**2,77**	**2,16**

1- Caixa + Investimentos de Curto Prazo

Em 31 de dezembro de 2015, a dívida da AES Eletropaulo atrelada ao CDI, de R$ 3.343,0 milhões, tinha um custo médio de CDI + 1,80 % a.a. e passou para R$ 2.810,7 milhões, a um custo médio de CDI + 1,92 % a.a. em 31 de dezembro de 2016 em função, principalmente, das novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas no período, conforme descritas acima.

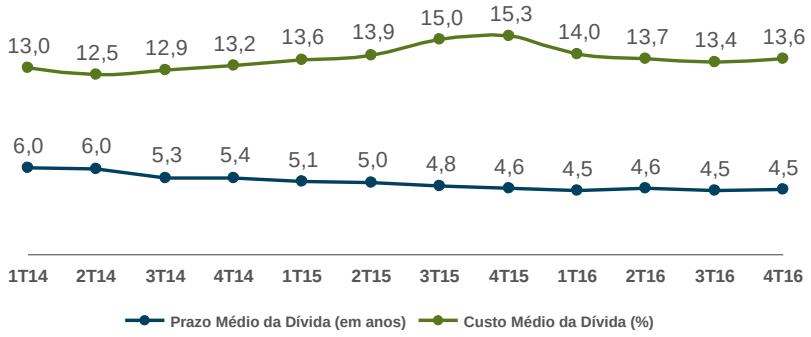
O saldo da dívida atrelada aos demais índices (principalmente IGPDI + 5,5% a.a.) em 31 de dezembro de 2015 era de R$ 1.588,3 milhões. Em 31 de dezembro de 2016, este saldo passou a totalizar R$ 1.692,5 milhões, ao custo médio de IGPDI + 5,6% a.a.

O prazo médio da dívida em 31 de dezembro de 2015 era de 4,63 anos patamar superior ao prazo de 4,54 anos de 31 de dezembro de 2016, também explicado pelas novas emissões e pagamentos de dívidas ocorridas neste período.

Considerando o EBITDA previsto nos *covenants*[10] dos últimos 12 meses findos em 31 de dezembro de 2016, a AES Eletropaulo apresentou indicadores Dívida Líquida/EBITDA Ajustado de 3,22x, e EBITDA Ajustado/Despesa Financeira de 2,16x.

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

Custo e Prazo Médio da dívida



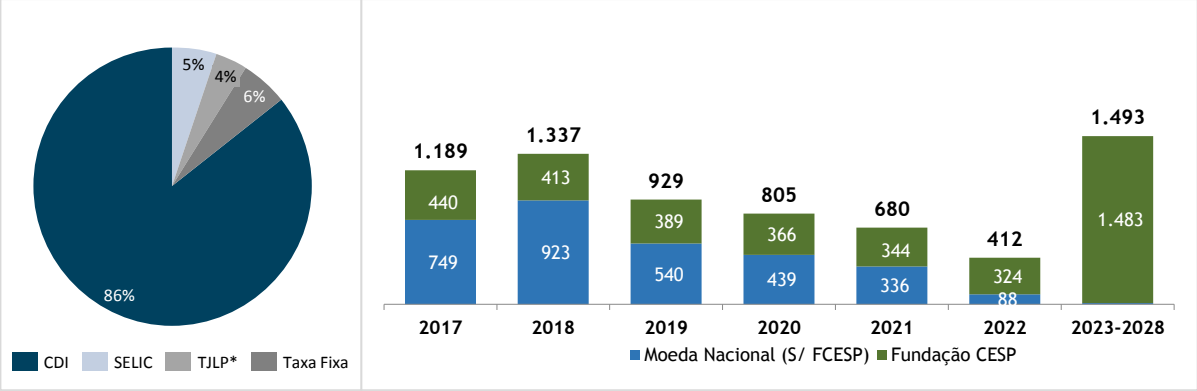
Os *covenants* da dívida são:

(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 2016, a Companhia estava dentro dos limites estabelecidos nos contratos de dívida. Abaixo, o cronograma de amortização da Companhia:

Dívida Bruta por indexador **Cronograma de amortização da dívida – R$ milhões[11]**



A tabela abaixo indica a escala de *rating* da Companhia.

Escala	*Ratings*	Fitch[1]	S&P[2]	Moodys[3]
	Nacional	AA-	A-	A3
	Internacional	BB	BB-	Ba3

Últimas atualizações

1- Fitch reafirmou *rating* nacional e internacional em 09/2016

2- S&P rebaixou o *rating* nacional e internacional em 05/2016

3- Moody's rebaixou o *rating* nacional e reafirmou o internacional em 05/2016

[11] Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e saldo de diferidos, conforme "Nota Explicativa 17" das Demonstrações Contábeis da Companhia.

INVESTIMENTOS

No 4T16, a AES Eletropaulo investiu R$ 285,6 milhões. Do total, R$ 245,3 milhões foram realizados com recursos próprios e R$ 40,3 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes. No acumulado de 2016, o volume de investimentos da Companhia atingiu R$ 791,5 milhões, sendo R$ 681,5 milhões foram investidos com recursos próprios, e R$110,0 milhões a partir de recursos de clientes.

Inicialmente, a Companhia planejava investir R$ 794,0 milhões, sendo R$ 717,0 milhões com recursos próprios e R$ 77,0 milhões financiados pelo cliente. A variação de R$ 2,4 milhões entre o investimento realizado e o projetado para o ano de 2016 tem como justificativas (i) a variação negativa, na ordem de R$ 35,5 milhões, da conta de investimentos com Recursos Próprios, resultante da repriorização de projetos de Expansão, dada a retração do mercado, e (ii) a variação positiva, na ordem de R$ 33,0 milhões, dos projetos financiados pelos clientes, devido a projetos de ramal de alimentação e doação/incorporação de redes não-previstas.

Investimentos - R$ milhões	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Serviço ao consumidor e expansão do sistema	85,5	112,5	31,6%	262,3	320,5	22,2%
Confiabilidade operacional	62,3	90,7	45,6%	136,3	244,1	79,1%
Recuperação de perdas	3,0	2,7	-10,9%	8,7	8,1	-6,6%
Tecnologia da Informação	27,4	4,5	-83,5%	66,7	33,9	-49,2%
Outros	25,9	34,9	34,6%	48,0	74,9	55,8%
Total com Recursos Próprios	**204,1**	**245,3**	**20,2%**	**522,1**	**681,5**	**30,5%**
Financiado pelo cliente	14,6	40,3	175,3%	81,9	110,0	34,3%
Total	**218,7**	**285,6**	**30,6%**	**604,1**	**791,5**	**31,0%**

Principais Investimentos em 2016

Serviços ao Cliente e Expansão do Sistema

Visa o 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 4T16, R$ 39,0 milhões foram investidos na adição de 53 mil novos clientes, na religação de 208,7 mil clientes e na regularização de 8,8 mil conexões informais. Na expansão, foram investidos R$ 73,4 milhões no sistema para a melhora da qualidade do fornecimento, com destaque para a energização de 1 circuito novo e 2 recondutoramentos de saídas subterrâneas de circuitos de distribuição, além da adição de 40 MVA de capacidade de transformação, que beneficiarão cerca de 26 mil clientes.

No acumulado de 2016, foram investidos R$ 169,0 milhões na adição de 242,5 mil novos clientes, na religação de 722,5 mil clientes e na regularização de 45,6 mil conexões informais. R$ 151,6 milhões foram investidos na qualidade do fornecimento, com destaque para a conclusão da ETD Cambuci, e 57 recondutoramentos de circuitos de distribuição.

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.

No 4T16 foram investidos R$ 90,7 milhões em projetos de manutenção preventiva e corretiva da rede, além da modernização da subtransmissão e redes subterrâneas.

No acumulado de 2016 foram investidos R$ 244,6 milhões em projetos de confiabilidade operacional.

Recuperação de Perdas

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

No 4T16 o montante investido em recuperação de perdas atingiu R$ 2,7 milhões. Foram realizadas 8,5 mil regularizações por meio de inspeções de fraude e anomalias.

No acumulado de 2016 foram investidos R$ 8,1 milhões em recuperação de perdas, para um total de 33,5 mil regularizações por meio de inspeções de fraude e anomalias.

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 4T16 foram investidos R$ 4,5 milhões em projetos de TI na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia.

Em 2016 foram investidos R$ 33,9 milhões em projetos de TI na modernização e automação dos sistemas de distribuição e operação da Companhia.

Outros

No 4T16, foram investidos R$ 34,9 milhões em outros projetos referentes a, principalmente, manutenções prediais, segurança eletrônica e aquisição de novos veículos

No acumulado de 2016 foram investidos R$ 74,2 milhões nestas mesmas frentes.

Financiado pelo Cliente

Os investimentos realizados pelos clientes totalizaram R$ 40,3 milhões no trimestre e referem-se principalmente à conversão e remoção de redes e alteamento de linhas de alta tensão, entre outros.

No acumulado de 2016 foram investidos R$ 110,0 milhões em projetos financiados pelo cliente.

Investimento Remunerável

O investimento remunerável, também denominado de Base de Remuneração, é constituído pelo Ativo Imobilizado em Serviço – AIS e Almoxarifado de Operação, deduzido do saldo das Obrigações Vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigação Especial). Sobre o valor líquido da base de remuneração foi calculada a remuneração, e sobre o valor bruto a cota de depreciação, que fazem parte da Parcela "B" da Receita Requerida – RR da Concessionária, homologada pela Resolução Homologatória No 2102 ANEEL de 28/06/2016.

A tabela a seguir apresenta os valores da Base de Remuneração aprovada pela Aneel para o 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica, e a sua respectiva atualização do reajuste de julho 2016.

Componentes do Investimento Remunerável	Revisão jul/11	Reajuste jul/12	Reajuste jul/13	Reajuste jul/14	Revisão (*) jul/15	Reajuste jul/16
a) Ativo Imobilizado em Serviço Bruto	**16.189.530.212**	**17.021.672.065**	**18.096.420.439**	**19.225.818.039**	**21.183.138.713**	**23.769.012.101**
b1) (-) Depreciação Acumulada	**10.347.767.123**	**10.879.642.353**	**11.566.582.971**	**12.288.453.414**	**13.391.278.940**	**15.025.982.480**
b2) (-) Depreciação Acumulada %	63,9%	63,9%	63,9%	63,9%	63,2%	63,2%
c1) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Bruta	1.370.413.429	1.440.852.680	1.531.828.118	1.627.429.511	2.315.613.770	2.598.285.951
c2) (-) Obrigação Vinculada ao SPEE Liquida	1.196.630.700	1.258.137.518	1.337.576.321	1.421.054.459	1.767.608.511	1.983.384.457
d) Bens 100% depreciados	3.364.292.879	3.537.217.533	3.760.557.448	3.995.253.838	6.147.896.400	6.898.383.941
e) Terrenos e Servidões	313.831.955	329.962.917	350.796.776	372.690.002	456.376.870	512.087.821
f) = Ativo Imobilizado em Serviço Bruto Depreciável	**11.140.991.949**	**11.713.638.936**	**12.453.238.098**	**13.230.444.688**	**12.263.251.673**	**13.760.254.388**
g) (+) Almoxarifado	31.500.064	33.119.167	35.210.312	37.407.787	56.691.527	63.611.989
h) = Investimento Remunerável (Base Remuneração)	**4.676.632.453**	**4.917.011.361**	**5.227.471.459**	**5.553.717.952**	**6.080.942.789**	**6.823.257.153**
i) (+) Investimento previsto no Xe	0	0	0	0	0	0
j) Variação do IGPM (RH Aneel/Reajuste Tarifário n°)	1,0000	1,0514	1,0631	1,0624	1,0000	1,0000
k) cota de Depreciação - Taxa média Anual %	3,82%	3,82%	3,82%	3,82%	3,75%	3,75%

***) 4° ciclo de RTP - Julho 2015** **Valores segundo REH 2102 ANEEL de 28/06/2016**	a) Valor deduzido dos valores de Bens Administrativos, Veículos, Moveis e Utensílios e índice de aproveitamento

Plano de Investimento – 2017 até 2021

A Companhia prevê investir R$ 3.970 milhões no período de 2017 até 2021, principalmente na expansão da rede de atendimento e novos clientes, na preservação dos ativos para garantir a distribuição de energia e na melhoria dos indicadores de qualidades. Um aumento significante quando comparado ao plano de 2016 à 2020 divulgado onde a Companhia onde previa investir 3.563 milhões.

Investimentos - R$ milhões*	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E	Total 2017-2021
Recursos Próprios	841,3	649,2	680,0	671,1	700,5	3.542,1
Financiado pelo Cliente	100,7	82,9	79,5	80,9	84,2	428,2
Total	**942,0**	**732,1**	**759,5**	**752,0**	**784,7**	**3.970,3**

*Valores nominais

FLUXO DE CAIXA

Fluxo de Caixa - R$ milhões	4T15	4T16	Var	2015	2016	Var
Saldo Inicial de Caixa	**765,7**	**1.335,4**	**569,7**	**909,2**	**531,2**	**-378,0**
Geração de caixa operacional	269,5	662,6	393,0	571,3	2.691,9	2.120,5
Investimentos	-178,5	-194,2	-15,7	-633,7	-756,0	-122,3
Despesa Financeira Líquida / Amortizações Líquidas	-229,5	-525,0	-295,5	-36,1	-847,1	-811,0
Despesas com Fundo de Pensão	-52,1	-107,3	-55,2	-194,9	-409,1	-214,1
Imposto de Renda	-34,2	0,0	34,2	-105,6	-1,3	104,2
Caixa restrito e/ou bloqueado	-9,8	-62,1	-52,3	21,0	-100,1	-121,1
Caixa Livre	**-234,5**	**-226,0**	**8,6**	**-378,0**	**578,3**	**956,2**
Pagamento de Dividendos e JSCP	0,0	-41,9	-41,9	0,0	-41,9	-41,9
Saldo Final de Caixa	**531,2**	**1.067,6**	**536,5**	**531,2**	**1.067,6**	**536,4**

Destaques do Fluxo de Caixa do 4T16 em comparação ao 4T15

A Companhia registrou melhora de R$ 393,0 milhões na geração de caixa operacional no 4T16 quando comparada ao 4T15 devido, principalmente, aosa:

(i) menores gastos com encargos setoriais no valor de R$ 441,4 milhões, devido principalmente à queda nas despesas com CDE e CCRBT;

(ii) redução dos gastos com energia no valor de R$ 750,3 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período e queda na tarifa da energia de Itaipu;

(iii) menores dispêndios com despesas operacionais em R$ 11,0 milhões; parcialmente compensado pelo:

(iv) efeito negativo de R$ 826,1 milhões na arrecadação líquida devido aos eventos tarifários de 2016 (redução da tarifa), redução de mercado e migração de clientes cativos para o mercado livre.

O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação negativa de R$ 318,0 milhões, devido ao maior volume de vencimentos e menor volume de novos financiamentos durante o 4T16 quando comparado com o 4T15.

Destaques do Fluxo de Caixa do 2016 em comparação com 2015

A Companhia registrou melhora de R$ 2.120,5 milhões na geração de caixa operacional em 2016 quando comparada à 2015 devido, principalmente, ao:

(i) efeito positivo de R$ 246,7 milhões referente a uma melhora na arrecadação liquida devido aos eventos tarifários de 2015;

(ii) menor gasto com energia no valor de R$ 1.666,2 milhões, devido principalmente ao despacho térmico menor no período e queda na tarifa da energia de Itaipu;

(iii) menores encargos setoriais no valor de R$ 471,0 milhões (CDE e CCRBT); parcialmente compensado por:

(iv) maiores gastos com despesas operacionais em R$ 301,0 milhões devido ao programa de recuperação dos indicadores de qualidade e gastos com pessoal; e,

(v) maior investimento no valor de R$ 122,3 milhões em comparação a 2015.

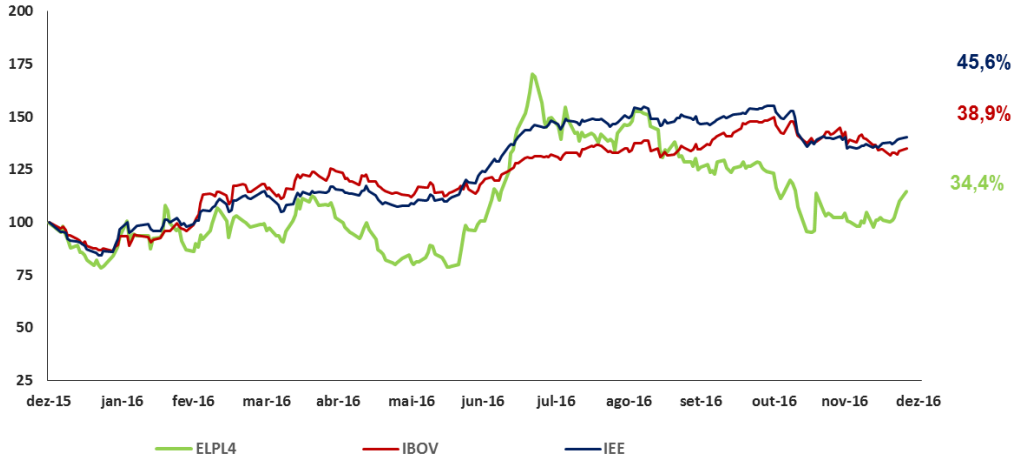
O saldo do serviço da dívida, amortização e captação apresentou variação negativa de R$ 891,1 milhões, devido ao maior volume de vencimentos e menor volume de novos financiamentos durante o ano de 2016 quando comparado com o ano de 2015.

MERCADO DE CAPITAIS

As ações preferenciais da Companhia são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa da BM&FBovespa sob os códigos ELPL3 (ordinárias) e ELPL4 (preferenciais) integram, atualmente (i) o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag), (ii) o Índice de Energia Elétrica (IEE), (iii) o Índice Brasil 100 (IBrX) e o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da BM&FBovespa.

Em 2016, as ações da AES Eletropaulo tiveram uma valorização de 34,4% quando comparada aos últimos 12 meses, enquanto o IEE valorizou 45,6% e o Ibovespa 38,9%, terminando o ano em 36.108 e 60.227 pontos, respectivamente. O volume médio diário negociado foi de 988 mil ações em 2016 e 918 mil ações em 2015.

Desempenho das ações (últimos 12 Meses[1])
Base 100



DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Segurança é o valor número 1 do Grupo AES Brasil.

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

No último ano, registramos uma taxa de acidentes com afastamento de nossos colaboradores próprios de 0,356 e contratados de 0,170, ambos acima do limite estabelecido para o período (0,14). A taxa de acidentes sem afastamento, por sua vez, foi de 0,684 para colaboradores próprios e de 0,815 para contratados, dentro do limite de 0,81. Em 2016, registramos uma fatalidade com um trabalhador contratado (não registrável sob o critério OSHA), decorrente de um acidente de trânsito.

O Programa de Segurança da Companhia está focado no fortalecimento de uma cultura de segurança, é realizado com base nas diretrizes globais da AES Corp., dos requisitos do nosso Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional, certificado conforme a norma internacional OHSAS 18.001, e na Política de Sustentabilidade da AES Brasil.

Metas	Indicadores	2014	2015	2016
Zero acidente fatal com colaboradores próprios e contratados	Nº acidentes fatais	0,00	2,00	1,00
Registrar taxa abaixo de 0,14 para acidentes com afastamento, em 2016	*LTI Rate*- próprios*	0,176	0,262	0,356
	LTI Rate- contratados*	0,158	0,143	0,17
Registrar taxa abaixo de 0,81 para acidentes sem afastamento, em 2016	*Recordable Rate**- próprios*	0,353	0,441	0,684
	*Recordable Rate**- contratados*	0,316	0,346	0,815
Reduzir em 10% os acidentes com a população em 2016	Nº acidentes fatais	68,00	91,00	92,00

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

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

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

Segurança da população

Apesar dos investimentos, foram registradas 20 fatalidades com a população. A meta é não ter acidentes fatais envolvendo nossas atividades na área de concessão. O número total de acidentes, incluídos os classificados como graves e leves, permaneceu estável em relação ao ano anterior – nesse aspecto, nossa meta era diminuir em 10% o número de ocorrências. Para conscientizar os clientes da Companhia e evitar acidentes com a rede elétrica, investimos em campanhas educativas nos principais veículos de comunicação e realizamos palestras em comunidades locais, escolas, associações e empresas. As *Blitze* de segurança também contribuem para a conscientização da população. Elas são realizadas com uma van personalizada que simula as consequências do contato indevido com os fios da rede elétrica, por meio de um choque fictício. No ano de 2016, 18 mil pessoas foram impactadas com essa ação.

Emissões de Gases de Efeito Estufa

Quanto ao desempenho ambiental, não foi possível evitar emissões de gases de efeito estufa[12] no 4T16 devido, principalmente, ao aumento de perdas globais e consumo próprio de energia.

Índice de Desempenho	4T15	4T16	2015	2016
Consumo de Energia Elétrica (MWh)	10.418,0	10.693,0	40.238,0	41.107,0
GWh de Perdas Totais	1.150,0	1.515,0	4.546,0	4.853,0

INSTITUTO AES

Em outubro de 2016, foi lançado o Instituto AES, que consolida a atuação social voluntária das empresas do grupo AES Brasil visando dar maior capilaridade e impacto aos projetos já existentes, e criar novas possibilidades de impacto social. Três pilares de atuação foram definidos: (i) formação do cidadão, (ii) inovação para o desenvolvimento social e (iii) empreendedorismo consciente.

A missão do Instituto está alinhada à estratégia de negócios, à inovação e ao crescimento da AES Brasil, e os projetos serão desenvolvidos em rede, incluindo os beneficiários, as comunidades e os parceiros. Com isso, os recursos próprios e incentivados investidos em projetos sociais serão alocados com mais assertividade em relação ao potencial de impacto socioambiental. A nova organização contribuirá

Até a divulgação deste release, o fator de emissão da matriz elétrica brasileira referente ao mês de dezembro não foi publicado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. A média dos fatores dos meses de outubro e novembro foi utilizada nas estimativas de gases de efeito estufa

diretamente para gerar valor compartilhado entre os públicos de relacionamento da AES Brasil, por meio do fortalecimento de laços com as comunidades e clientes, da redução de riscos reputacionais e do mapeamento de oportunidades de soluções inclusivas de energia.

COLABORADORES E COMUNIDADES

Um dos objetivos da AES Eletropaulo é ser reconhecida como um dos melhores lugares para se trabalhar. O foco da Companhia é garantir que os colaboradores se sintam motivados e valorizados no ambiente de trabalho, assumindo o protagonismo para realizar suas atividades com excelência e satisfação, o que resulta em ganhos de eficiência, produtividade e qualidade.

Em 2016, a AES Eletropaulo entrou no ranking das 150 Melhores Empresas para se trabalhar, elaborado pela revista Você S/A.

Nas comunidades onde atua, a AES Eletropaulo regularizou ligações elétricas de 8,8 mil famílias no 4T16 - cerca de 35 mil pessoas, totalizando 45,6 mil regularizações no ano e superando a meta de 45 mil. Por meio do Programa Transformação de Consumidores em Clientes, as famílias são beneficiadas não só com acesso regular à energia, mas também com um comprovante de cidadania, uma vez que por meio da conta de energia (comprovante de residência) podem abrir conta em banco e ter acesso a crédito.

Indicador de Desempenho	4T15	4T16	2015	2016
Número de ligações regularizadas	14.987,0	8.820,0	67.043,0	45.640,0

GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa é o conjunto de processos, costumes, políticas, leis, regulamentos e instituições que regulam a direção, administração e controle da Companhia, envolvendo as práticas e o relacionamento 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 dezoito membros, sendo dez membros efetivos e oito membros suplentes, dentre eles seis efetivos e respectivos suplentes foram indicados pelo acionista controlador, um efetivo e respectivo suplente pela BNDES Participações S.A. – BNDESPAR ("BNDESPAR"), um efetivo e respectivo suplente pelos colaboradores, dois efetivos são membros independentes e não possuem suplentes e um efetivo e respectivo suplente foi indicado/eleito por acionistas minoritários detentores de ações preferenciais. O mandato dos atuais membros do Conselho de Administração se encerrará na data da realização da AGO que examinará as contas da administração da Companhia referente ao exercício social que findará em 31 de dezembro de 2017.

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

Atualmente, a Companhia possui um Conselho Fiscal, que tem como principal função fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários. Além 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 sobre as propostas dos órgãos da administração a serem submetidos em Assembleia Geral. O Conselho Fiscal da Companhia é atualmente composto por nove membros, sendo cinco membros efetivos e quatro suplentes, dos quais: três efetivos e

dois suplentes foram indicados pelo acionista controlador; um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários ordinaristas; e um efetivo e respectivo suplente foi indicado pelos acionistas minoritários preferencialistas.

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

REORGANIZAÇÃO SOCIETÁRIA

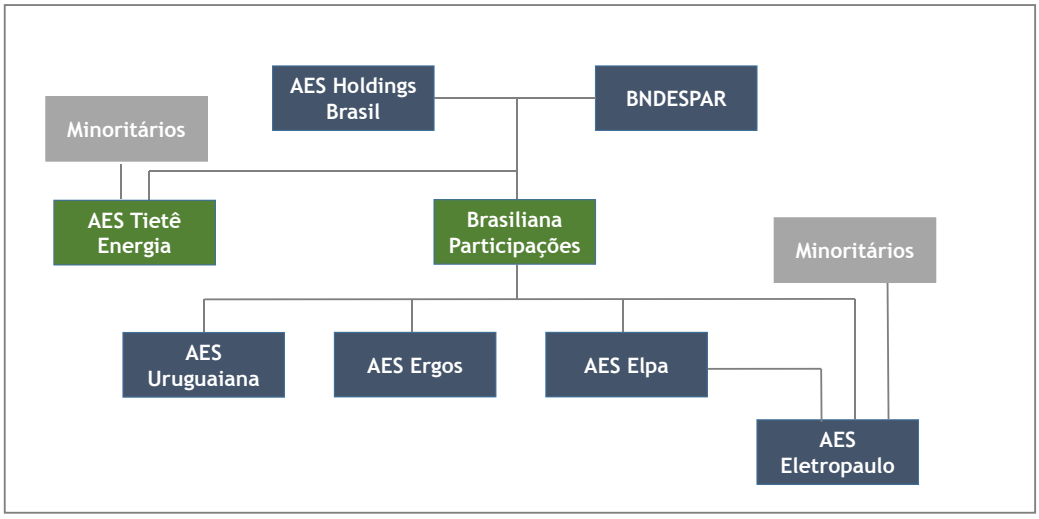
Em 17 de novembro de 2016, a AES Holdings Brasil S.A. ("AES Holdings Brasil") e a BNDES Participações S.A. – BNDESPAR ("BNDESPAR") celebraram um acordo de reorganização ("Reorganização") o qual previa os termos e condições de uma proposta de reorganização societária envolvendo a Companhia, a AES Elpa S.A. ("AES Elpa") e a Brasiliana Participações S.A. ("Brasiliana Participações"). A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou a Reorganização em 13 de dezembro de 2016 e em 23 de dezembro de 2016, foram realizadas as Assembleias Gerais das Companhias nas quais foram aprovadas todas as etapas da Reorganização pelos acionistas das Companhias.

A Reorganização se deu por meio das seguintes etapas: (i) cisão parcial da AES Elpa, com a incorporação do acervo cindido pela Companhia, composto principalmente pela participação direta detida pela AES Elpa na Companhia, com a atribuição aos acionistas da AES Elpa das ações de emissão da Companhia então detidas pela AES Elpa, de forma que todos os acionistas da AES Elpa, que não exerceram seu direito de recesso, mantenham suas participações e recebam ações da Companhia na proporção das ações detidas ("Cisão Parcial da AES Elpa"); (ii) cisão parcial da Brasiliana Participações, com versão do acervo cindido para uma nova sociedade denominada Nova Brasiliana Participações S.A., sendo composto principalmente pela participação direta detida pela Brasiliana Participações na Companhia (já considerando os efeitos da Cisão Parcial da AES Elpa), ("Cisão Parcial da Brasiliana Participações"); (iii) incorporação da Nova Brasiliana Participações S.A. pela Companhia, já considerando os efeitos da Cisão Parcial da Brasiliana Participações, com a constituição, na Companhia, de reserva especial de ágio ("Incorporação da Nova Brasiliana Participações"); e (iv) rescisão do acordo de acionistas da Brasiliana Participações celebrado em 31 de dezembro de 2015, concomitante à celebração, entre BNDESPAR e AES Holdings Brasil, de acordo de acionistas da Companhia e de novo acordo de acionistas Brasiliana Participações, a fim de refletir a nova estrutura societária resultante da Reorganização.

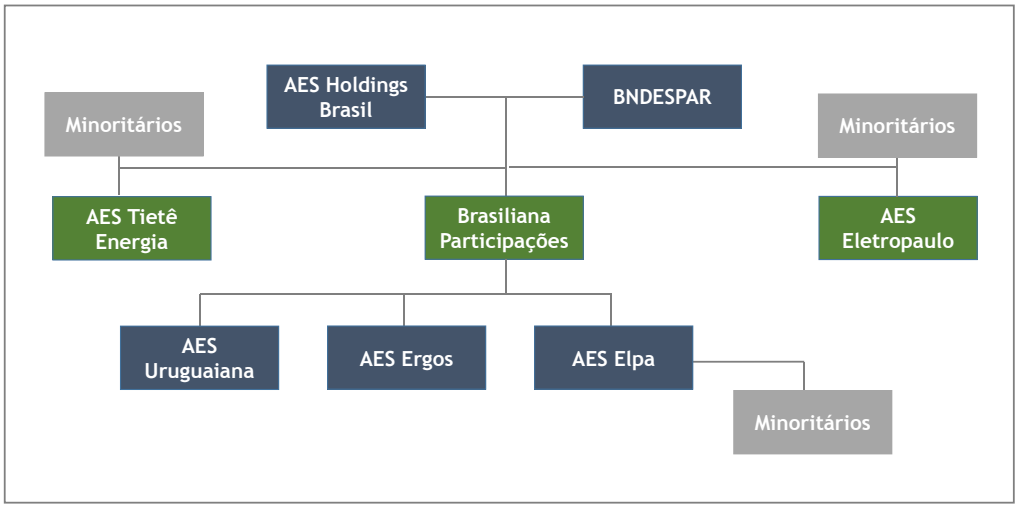
A Reorganização foi precedida de uma proposta de conversão voluntária de 10.823.521 ações ordinárias de emissão da Companhia em 10.823.521 ações preferenciais – na proporção de 1 ação ordinária para 1 ação preferencial –, com os mesmos direitos das atuais ações preferenciais de emissão da Companhia. Adicionalmente, a AES Brasil adquiriu da BNDESPAR ações de emissão da Nova Brasiliana Participações S.A. equivalentes a aproximadamente 0,57% do capital social da Companhia.

A seguir, resumo da estrutura societária antes e após a conclusão da Reorganização societária descrita acima.

Estrutura antes da Reorganização Societária



Estrutura após a Reorganização Societária



ESTRUTURA SOCIETÁRIA

Em dezembro de 2016, o capital social da AES Eletropaulo era de R$ 1.257,6 milhões, representado por 55.781.296 ações ordinárias (33,3% do total) e 111.562.591 ações preferenciais (66,7% do total), com um *free float* total de 82.886.279 ações (49,5% do total). Ao final do exercício, a Companhia contava com aproximadamente 62 mil acionistas.

A tabela a seguir apresenta estrutura societária atualizada da Companhia, considerando Reorganização Societária acima descrita e aplicação do direito de recesso previsto para os acionistas de sua antiga controladora, a AES Elpa, previsto na Reorganização.

Acionista	ON	%	PN	%	Total	%
AES Holdings Brasil	28.179.237	50,52%	0	0,00%	28.179.237	16,84%
União Federal	13.342.384	23,92%	258	0,00%	13.342.642	7,97%
BNDESPar	12.586.216	22,56%	18.764.113	16,82%	31.350.329	18,73%
GWI	0	0,00%	11.585.400	10,38%	11.585.400	6,92%
Outros	1.673.459	3,00%	81.212.820	72,80%	82.886.279	49,53%
Total	**55.781.296**	**100,00%**	**111.562.591**	**100,00%**	**167.343.887**	**100,00%**

TRANSPARÊNCIA E ÉTICA

O Programa de Ética e *Compliance* do Grupo AES Brasil foi criado a partir do compromisso da empresa em garantir a transparência e o comprometimento de todos na manutenção de uma conduta ética em todos os seus negócios, bem como em 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, nos 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 manter os mais altos padrões éticos em todas as suas transações comerciais. Os colaboradores da AES Eletropaulo, parceiros de negócios, prestadores de serviços, fornecedores e terceiros que realizam trabalhos junto à AES Eletropaulo devem aderir a todas as leis e regulamentos aplicáveis e demonstrar comportamento ético em suas relações e decisões de negócios. O Programa de *Compliance* da AES Eletropaulo visa "conhecer o seu parceiro de negócios", o qual exige que a AES Eletropaulo conduza o processo de *due diligence* em seus potenciais parceiros antes de firmar ou renovar um acordo de negócios, visando a assegurar que tais padrões éticos e legais sejam devidamente respeitados em todas as suas transações comerciais.

OUTROS EVENTOS

Ativo possivelmente inexistente

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Em 5 de maio de 2015 a Companhia recebeu o Auto de Infração nº 1014/2015-SFF emitido pela Aneel no montante de R$ 143,3 milhões, em função de seu entendimento de que a Companhia descumpriu o Termo de Notificação mencionado na nota explicativa nº 18.2.25, o qual determinava o registro contábil nos livros regulatórios do componente financeiro negativo de R$ 626,1 milhões e suas atualizações (Cabo). No dia 22 de novembro de 2016 em resposta ao recurso administrativo interposto pela Eletropaulo a agência reguladora, através do despacho nº 3042/2016, decidiu conhecer e dar provimento parcial ao pedido da Companhia, no sentido de: (i) anular o Auto de Infração nº 1.014/2015-SFF, que aplicou penalidade de multa pelo descumprimento de determinação da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira; e (ii) determinar à Eletropaulo que proceda a provisão contábil do montante do componente financeiro negativo de R$ 626,05 milhões e suas atualizações. A Companhia ingressou, em 12 de dezembro de 2016, um novo pedido de reconsideração contra a decisão adotada pela diretoria da ANEEL de se realizar um novo provisionamento contábil. A Administração da Companhia mantém seu entendimento de que seguiu as regras estabelecidas pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSPEE, e, portanto, vem adotando todas as medidas cabíveis nas esferas administrativas e judiciais, para o cancelamento da ordem da ANEEL de registro contábil (provisionamento) do componente negativo.

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

Em 31 de dezembro de 2016, o valor atualizado da devolução tarifária em discussão é de R$ 773,6 milhões (R$ 635,5 milhões em 31 de dezembro de 2015).

CTEEP/Eletrobrás – Contrato de Financiamento

Em 17 de setembro de 2015, 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 AES Eletropaulo – Eletricidade de São Paulo, à época controlada pelo Estado de São Paulo, junto à Eletrobrás, em 30 de outubro de 1986 ("Empréstimo").

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

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

Em 25 de abril de 2016, a Eletropaulo apresentou em juízo pareceres de renomados contadores indicando que a AES Eletropaulo não é responsável pela dívida e em 12 de maio de 2016, protocolou petição (i) requerendo o indeferimento do pedido da Eletrobrás, (ii) apresentando o critério de cálculo que entende correto, o qual não considera a aplicação de juros moratórios sobre a dívida após a data da cisão da Eletropaulo Estatal, tendo em vista que não houve inadimplemento culposo por parte do devedor (Eletropaulo ou CTEEP), já que a própria Eletrobrás reconhece a indefinição acerca da responsabilidade sobre o pagamento da dívida; e (iii) argumentando que a definição de critérios é matéria de direito e tem que ser decidida pela Juíza antes de o Perito realizar o cálculo.

Em 30 de setembro, segundo o critério de cálculo defendido pela Eletropaulo, o valor da dívida seria de R$ 840,2 milhões.

Em 29 de junho de 2016, o Juízo determinou que a Eletrobrás se manifestasse quanto à petição protocolada pela AES Eletropaulo no dia 12 de maio de 2016.

Em 12 de julho de 2016, a Eletrobrás se pronunciou solicitando a rejeição do critério da AES Eletropaulo para o cálculo.

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

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

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

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

É possível que, prosseguindo a execução, seja requerido o levantamento da garantia pela Eletrobrás, mesmo antes da decisão final. Na eventualidade de a 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. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar o valor de R$ 1,96 bilhão atualizado até 31 de dezembro de 2016 (R$ 1,79 bilhão em 31 de dezembro de 2015), se aplicados os mesmos critérios de correção postulados pela Eletrobrás quando do início da execução.

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 09 de setembro de 2015, visando à estabilidade, previsibilidade e segurança jurídica, o Tribunal de Contas da União (TCU) emitiu o Acórdão Nº 2.253/2015-TCU-Plenário que 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. O descumprimento dos limites pode resultar em caducidade da concessão ou, também, em limitações à distribuição de resultados financeiros aos acionistas das empresas que aderirem à renovação das concessões.

Como resultado da Audiência Pública nº 029/2016, realizada entre 27/5/2016 a 27/6/2016, a ANEEL permitiu, por meio do Despacho nº 2.194/2016, que as concessionárias que não passaram pelo processo de renovação das concessões possam aderir, de forma opcional, ao novo modelo de cláusula econômica dos novos contratos ou também aderir a todos os itens do novo contrato de concessão resultante da Audiência Pública nº 038/2015.

Liminares CDE

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

Para cumprir tal decisão, a ANEEL publicou tarifas específicas para os clientes associados à referida associação. No entanto, não houve redução do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás por parte das distribuidoras, de modo que estas passaram a assumir um custo financeiro até o próximo reajuste tarifário, quando a parcela não arrecadada da CDE associada a tal liminar seria rateada aos demais consumidores via a consideração de um componente financeiro.

Em junho de 2016, com o aumento dos processos judiciais contestando o encargo CDE após a liminar concedida à ABRACE, a ANEEL regulamentou a metodologia ora utilizada para a aplicação das liminares, conforme detalhado no Despacho ANEEL nº 1.576/2016 e Nota Técnica nº 174/2016-SGT/ANEEL. Assim, conforme tal decisão, (i) as distribuidoras estão autorizadas a descontar do pagamento da cota da CDE à Eletrobrás o valor não arrecadado devido a liminares; (ii) não haverá a necessidade de se apurar um componente financeiro para ser considerado nos reajustes tarifários; e (iii) a ANEEL fiscalizará o efeito das liminares no faturamento e pagamento das cotas da CDE à Eletrobras, nos reembolsos do Fundo da CDE aos beneficiários e na composição do orçamento da CDE dos anos subsequentes.

Dessa forma, considerando tal regulamento, para a AES Eletropaulo não foi considerado no reajuste tarifário de 2016 componente financeiro relativo a liminar da ABRACE, sendo descontado do pagamento da cota mensal da CDE à Eletrobrás o valor não arrecadado referente a tais consumidores.

Atualmente, a AES Eletropaulo aplica tarifas específicas para os clientes associados à ABRACE e ANACE (Associação Nacional dos Consumidores de Energia), conforme determinação da ANEEL em virtude de liminares obtidas por essas associações, sendo o pagamento da cota da CDE reduzido pelo valor não arrecadado referente a tais consumidores.

EQUIPE DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Gerência de Relações com Investidores Tel.: (11) 2195-7048 / ri.aeseletropaulo@aes.com		
Gerente de RI		
Isabela Klemes Taveira	isabela.taveira@aes.com	(11) 2195-2212
Analistas de RI		
Danielle Mioni Acuy	danielle.mioni@aes.com	(11) 2195-2213
Ivan Martins Vaz	ivan.martins@aes.com	(11) 2195-2827
Juliana Costa Affonso	juliana.costa@aes.com	(11) 2195-4092
João Pedro Paschoal	joao.paschoal@aes.com	(11) 2195-7221

Declarações contidas neste documento relativas a perspectivas dos negócios da AES Eletropaulo, projeções de resultados operacionais e financeiros e ao potencial de crescimento da Empresa, constituem-se em meras previsões e foram baseadas nas expectativas da administração em relação ao futuro da Companhia. Essas expectativas são altamente dependentes de mudanças no mercado, do desempenho econômico do Brasil, do setor elétrico e do mercado internacional, estando, portanto, sujeitas a mudanças.

ANEXOS

Consumo - GW[1]	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Residencial	3.981,8	3.916,6	-1,6%	16.020,7	15.930,0	-0,6%
Comercial	3.241,8	2.728,1	-15,8%	12.571,5	11.757,8	-6,5%
Industrial	1.200,2	903,6	-24,7%	4.766,1	4.055,5	-14,9%
Demais	717,9	650,1	-9,4%	2.820,8	2.720,3	-3,6%
Mercado Cativo	**9.141,7**	**8.198,5**	**-10,3%**	**36.179,1**	**34.463,6**	**-4,7%**
Clientes Livres	1.959,0	2.300,3	17,4%	8.057,7	8.362,1	3,8%
Total	**11.100,7**	**10.498,7**	**-5,4%**	**44.236,8**	**42.825,7**	**-3,2%**

Consumo total (inclusive Clientes Livres) - GWh[1]	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Residencial	3.981,8	3.916,6	-1,6%	16.020,7	15.930,0	-0,6%
Comercial	3.781,5	3.442,3	-9,0%	14.742,7	14.177,4	-3,8%
Industrial	2.275,2	2.159,4	-5,1%	9.278,2	8.664,3	-6,6%
Demais	1.062,2	980,5	-7,7%	4.195,3	4.054,0	-3,4%
Total	**11.100,7**	**10.498,7**	**-5,4%**	**44.236,8**	**42.825,7**	**-3,2%**

[1]- Não inclui consumo Próprio; Dados 2015 e 2016 consideram consumo dos serviços de condomínio na classe comercial

Faturamento - R$ milhões	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Residencial	2.038,1	1.685,6	-17,3%	7.048,7	7.287,6	3,4%
Industrial	560,3	355,7	-36,5%	1.987,1	1.701,9	-14,4%
Comercial	1.604,0	1.127,4	-29,7%	5.540,7	5.182,1	-6,5%
Demais	297,6	220,3	-26,0%	1.035,4	983,1	-5,1%
Total	**4.499,9**	**3.388,9**	**-24,7%**	**15.611,9**	**15.154,6**	**-2,9%**

Fontes de compra de energia	Tarifa Média de Energia Comprada por fonte R$/MWh						Participação da fonte			
	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)	4T15	4T16	2015	2016
AES Tietê	217,9	0	-100,0%	217,9	0	-100,0%	24,6%	0,0%	24,8%	0,0%
Itaipú[1]	337,0	202,5	-39,9%	316,6	200,9	-36,5%	20,6%	20,8%	20,7%	20,5%
Leilão[1]	160,4	171,0	6,6%	176,8	149,1	-15,7%	48,7%	73,4%	48,7%	73,8%
Angra 1 e 2	166,7	200,0	20,0%	163,2	201,0	23,2%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Proinfa	225,8	243,3	7,7%	251,1	337,6	34,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%
Tarifa	**212,7**	**180,2**	**-15,3%**	**215,5**	**165,5**	**-23,2%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

1- Considera o risco hidrológico

Volume de Energia Comprado por Fonte (GWh)	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
AES Tietê	2.798	0	-100,0%	11.108,0	0	-100,0%
Itaipú[1]	2.338	2.313	-1,1%	9.250	9.167	-0,9%
Leilão[1]	5.535	8.177	47,7%	21.770	32.956	51,4%
Angra 1 e 2	422	411	-2,6%	1.675	1.636	-2,3%
Proinfa	265	245	-7,5%	943	904	-4,1%
Energia no Curto Prazo	0	0	0,0%	0	0	0,0%
Volume	**11.357**	**11.146**	**-1,9%**	**44.746**	**44.663**	**-0,2%**

1- Considera o risco hidrológico

Receita Líquida - R$ milhões	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Residencial	2.356,5	2.066,1	-12,3%	8.142,2	8.897,0	9,3%
Comercial	534,8	416,2	-22,2%	1.854,3	1.923,9	3,8%
Industrial	1.885,9	1.349,4	-28,5%	6.498,8	6.195,1	-4,7%
Rural	1,1	1,0	-9,4%	3,9	4,0	3,8%
Poder Público	165,9	134,1	-19,2%	560,8	581,4	3,7%
Iluminação Pública	68,5	54,5	-20,4%	246,9	248,6	0,7%
Serviço Público	71,7	57,9	-19,2%	248,1	258,9	4,4%
Bandeira Tarifária	409,0	41,1	-90,0%	1.623,1	377,5	-76,7%
Remuneração do ativo financeiro	70,3	73,3	4,1%	212,4	273,9	29,0%
Total de Fornecimento	**5.563,7**	**4.193,5**	**-24,6%**	**19.390,4**	**18.760,5**	**-3,2%**
Energia no Curto Prazo	182,5	249,2	36,6%	812,3	684,3	-15,8%
Não Faturado	-46,7	85,5	-283,1%	305,9	-98,8	-132,3%
Dif. De alíquota - PIS / Cofins - Consumidor	-40,8	3,6	-108,9%	-66,0	-4,4	-93,3%
Rec. Disponibilidade da Rede Elétrica (TUSD)	228,8	234,4	2,5%	864,5	943,4	9,1%
Subvenção de Recursos CDE	55,4	69,4	25,3%	221,8	255,7	15,3%
Receita de construção	225,4	289,0	28,2%	610,7	802,5	31,4%
Ativo (Passivo) Financeiro Setorial	296,7	-79,0	-126,6%	2.108,7	-1.135,2	-153,8%
Atualização do ativo financeiro da concessão	90,8	14,1	-84,5%	194,3	141,9	-27,0%
Outros	34,0	50,3	48,1%	130,2	160,4	23,2%
Total Outros	**1.026,0**	**916,5**	**-10,7%**	**5.174,9**	**1.749,8**	**-66,2%**
Total Receita Bruta	**6.589,7**	**5.110,0**	**-22,5%**	**24.565,3**	**20.510,3**	**-16,5%**
Dedução do Resultado Bruto	**-3.140,7**	**-2.049,9**	**-34,7%**	**-10.897,9**	**-8.850,4**	**-18,8%**
ICMS	**-1.103,6**	**-845,0**	**-23,4%**	**-3.873,7**	**-3.770,7**	**-2,7%**
Residencial	-535,0	-440,9	-17,6%	-1.876,5	-1.926,7	2,7%
Comercial	-372,2	-264,2	-29,0%	-1.293,6	-1.203,1	-7,0%
Industrial	-144,8	-101,0	-30,2%	-523,8	-466,8	-10,9%
Rural	0,0	0,0	-4,6%	-0,2	-0,1	-20,5%
Poder Público	-19,8	-15,2	-23,4%	-67,5	-66,2	-1,9%
Iluminação Pública	-14,2	-10,1	-28,3%	-51,7	-46,7	-9,6%
Serviço Público	-17,6	-13,4	-23,8%	-60,5	-61,1	1,0%
Encargos do Consumidor	**-1.474,7**	**-737,2**	**-50,0%**	**-5.038,6**	**-3.153,3**	**-37,4%**
PROINFA	-11,0	-33,0	200,1%	-46,3	-64,8	40,1%
Eficiência Energética, P&D, FNDCT e EPE	-38,6	-27,1	-29,7%	-128,6	-104,6	-18,7%
CCC	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%
CDE	-1.020,4	-636,0	-37,7%	-3.169,7	-2.675,3	-15,6%
Bandeira Tarifária (CCRBT)	-404,7	-41,1	-89,8%	-1.694,1	-308,6	-81,8%
Outros (PIS, Cofins e ISS)	-558,8	-463,9	-17,0%	-1.970,5	-1.911,6	-3,0%
Taxa de Fiscalização da Aneel	-3,6	-3,8	5,7%	-15,1	-14,8	-2,4%
Receita Líquida	**3.449,0**	**3.060,1**	**-11,3%**	**13.667,4**	**11.659,9**	**-14,7%**

Custos e Despesas Operacionais (R$ milhões)	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Parcela A	**2.473,2**	**1.965,8**	**-20,5%**	**9.884,5**	**7.681,0**	**-22,3%**
Energia Comprada para Revenda	2.198,6	1.828,2	-16,8%	8.760,9	6.737,9	-23,1%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	274,7	137,6	-49,9%	1.123,5	943,2	-16,0%
PMSO	**577,8**	**577,2**	**-0,1%**	**2.208,7**	**2.442,1**	**10,6%**
Pessoal e Entidade de Previdência	256,5	293,2	14,3%	1.008,4	1.139,2	13,0%
Pessoal	177,5	194,7	9,7%	693,2	783,5	13,0%
Entidade de Previdência	79,0	98,4	24,6%	315,3	355,7	12,8%
Materiais	25,2	17,2	-31,7%	42,0	77,1	83,6%
Serviços de Terceiros	152,2	140,4	-7,8%	524,3	567,1	8,2%
Outros	143,9	126,4	-12,2%	633,9	658,7	3,9%
Total	**3.051,0**	**2.543,0**	**-16,7%**	**12.093,1**	**10.123,1**	**-16,3%**

*Não considera custo de construção e Depreciação/ Amortização

Resultado Financeiro - R$ milhões	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Resultado Financeiro	**-40,7**	**-91,8**	**125,5%**	**-313,9**	**-228,5**	**-27,2%**
Receita Finaceira	**135,5**	**74,6**	**44,9%**	**469,5**	**434,9**	**-7,4%**
Renda de aplicações financeiras	11,5	24,8	115,0%	68,5	96,6	41,1%
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	32,9	26,3	20,2%	106,2	117,7	10,8%
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica em atraso	34,0	17,7	47,9%	88,5	98,2	10,9%
Multas contratuais	1,6	-11,9	832,7%	6,2	0,0	-100,0%
Subvenções governamentais	0,6	1,0	64,8%	2,5	3,9	57,3%
Atualização de créditos tributários	0,1	0,3	231,0%	0,6	1,4	121,5%
Atualização monetária dos depósitos judiciais	9,0	2,2	76,2%	35,0	30,6	-12,6%
Receita financeira da alienação de imóvel	-0,9	0,2	119,5%	0,2	3,5	1786,6%
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	41,7	1,9	95,4%	126,8	48,0	-62,2%
Precatórios judiciais - juros e atualização monetária	0,5	0,5	2,1%	19,8	3,4	-83,1%
Outras receitas financeiras	4,3	11,7	170,9%	15,2	31,7	108,8%
Despesa Financeira	**-189,4**	**-163,7**	**13,6%**	**-663,0**	**-698,7**	**5,4%**
Encargo de dívidas - empréstimos moeda nacional	-146,0	-129,1	11,6%	-509,2	-564,5	10,9%
Subvenções governamentais	-0,6	-1,0	64,8%	-2,5	-3,9	57,3%
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	-2,1	-3,6	72,4%	-6,5	-12,7	94,7%
Juros capitalizados transferidos para o intangível em curso	7,1	4,1	42,5%	11,9	24,3	104,3%
Multas moratórias, compensatórias e sancionatórias	-0,4	-2,1	420,4%	-0,6	-11,3	1717,6%
Cartas de fiança e seguros garantia	-11,5	-14,0	22,1%	-38,1	-44,7	17,3%
Atualização monetária de processos judiciais e outros	-2,4	-13,9	486,8%	-41,8	-37,4	-10,7%
Atualização monetária - Energia livre	-2,7	-3,1	13,7%	-9,8	-11,8	20,3%
Outras despesas financeiras	-22,3	-1,0	95,3%	-54,2	-36,9	-32,0%
Variação Cambial	**13,3**	**-2,6**	**119,6%**	**-120,4**	**35,3**	**-129,3%**
Itaipu	13,4	-2,6	119,5%	-121,7	36,0	-129,5%
Outras variações cambiais	-0,1	0,0	108,8%	1,3	-0,6	-148,8%

Demonstração dos Resultados (R$ milhões)	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Receita Bruta	6.589,7	5.110,0	-22,5%	24.565,3	20.510,3	-16,5%
Dedução à Receita Operacional	-3.140,7	-2.049,9	-34,7%	-10.897,9	-8.850,4	-18,8%
Receita Líquida	**3.449,0**	**3.060,1**	**-11,3%**	**13.667,4**	**11.659,9**	**-14,7%**
Receita Líquida (ex-receita de construção)	3.233,6	2.771,1	-14,0%	13.056,7	10.857,4	-16,8%
Custos e Despesas Operacionais	**-3.391,6**	**-2.965,6**	**-12,6%**	**-13.194,5**	**-11.416,0**	**-13,5%**
Parcela A	**-2.473,2**	**-1.965,8**	**-20,5%**	**-9.884,5**	**-7.681,0**	**-22,3%**
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-2.198,6	-1.828,2	-16,8%	-8.760,9	-6.737,9	-23,1%
Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão	-274,7	-137,6	49,9%	-1.123,5	-943,2	-16,1%
Despesas Operacionais	**-918,4**	**-999,7**	**8,9%**	**-3.310,1**	**-3.735,0**	**12,8%**
Pessoal	-177,5	-194,7	9,7%	-693,2	-783,5	13,0%
Entidade de Previdência Privada	-79,0	-98,4	24,6%	-315,3	-355,7	12,8%
Materiais	-25,2	-17,2	-31,8%	42,0	77,1	83,5%
Serviços de Terceiros	-152,2	-140,4	-7,7%	-524,3	-567,1	8,2%
PCLD	-78,5	-70,9	-9,7%	-197,0	-309,0	56,8%
(Provisão) Reversão para Contigências	62,6	9,2	-85,3%	-92,2	-24,8	-73,1%
Outros Custos	-128,1	-64,8	-49,4%	-344,7	-324,8	-5,8%
Custo de Construção	-225,4	-289,0	28,2%	-610,7	-802,5	31,4%
Depreciação e Amortização	-115,2	-133,6	15,9%	-490,7	-490,4	-0,1%
EBITDA	**172,6**	**228,1**	**32,1%**	**963,6**	**734,3**	**-23,8%**
Desp. Passivo - FCESP	79,0	98,4	24,6%	315,3	355,7	12,8%
EBITDA ajustado	**251,6**	**326,6**	**29,8%**	**1.278,8**	**1.090,0**	**-14,8%**
Receita Financeira	135,5	74,6	-44,9%	469,5	434,9	-7,4%
Despesa Financeira	-189,4	-163,7	-13,6%	-663,0	-698,7	5,4%
Var. Cambial / Monetária Líquida	13,3	-2,6	-119,6%	-120,4	35,3	-129,3%
Resultado Financeiro	-40,7	-91,8	125,5%	-313,9	-228,5	-27,2%
Resultado antes da Tributação	**16,7**	**2,8**	**-83,5%**	**159,0**	**15,4**	**-90,3%**
Imposto de Renda e Contribuição Social	-5,7	16,7	-393,8%	-57,8	5,5	-109,5%
Lucro (Prejuízo) Líquido	**11,0**	**19,4**	**75,7%**	**101,1**	**20,9**	**-79,3%**

Balanço Patrimonial	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Ativo Total	**13.274,8**	**13.565,2**	**2,2%**	**13.274,8**	**13.565,2**	**2,2%**
Ativo Circulante	**4.594,1**	**3.719,0**	**-19,0%**	**4.594,1**	**3.719,0**	**-19,0%**
Caixa e equivalentes de caixa	146,6	198,8	35,6%	146,6	198,8	35,6%
Investimentos de curto prazo	384,6	868,9	125,9%	384,6	868,9	125,9%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	2.530,2	2.067,9	-18,3%	2.530,2	2.067,9	-18,3%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	26,0	34,6	33,0%	26,0	34,6	33,0%
Outros tributos compensáveis	93,5	68,5	-26,7%	93,5	68,5	-26,7%
Devedores diversos	10,0	0,0	-100,0%	10,0	0,0	-100,0%
Contas a receber - acordos	89,8	84,7	-5,6%	89,8	84,7	-5,6%
Outros créditos	321,5	294,5	-8,4%	321,5	294,5	-8,4%
Almoxarifado	64,0	24,0	-62,5%	64,0	24,0	-62,5%
Despesas pagas antecipadamente	36,6	33,0	-9,7%	36,6	33,0	-9,7%
Ativo financeiro setorial, líquido	891,5	44,2	-95,0%	891,5	44,2	-95,0%
Ativo Não Circulante	**8.680,7**	**9.846,2**	**13,4%**	**8.680,7**	**9.846,2**	**13,4%**
Consumidores, concessionárias e permissionárias	26,5	25,5	-3,5%	26,5	25,5	-3,5%
Outros tributos compensáveis	33,9	44,0	29,7%	33,9	44,0	29,7%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	438,2	1.552,5	254,3%	438,2	1.552,5	254,3%
Cauções e depósitos vinculados	443,1	491,8	11,0%	443,1	491,8	11,0%
Contas a receber - acordos	9,2	6,8	-25,7%	9,2	6,8	-25,7%
Outros créditos	63,4	67,2	6,0%	63,4	67,2	6,0%
Ativo financeiro da concessão	2.004,8	2.386,2	19,0%	2.004,8	2.386,2	19,0%
Ativo financeiro setorial, líquido	449,4	0,0	-100,0%	449,4	0,0	-100,0%
Investimento	13,1	13,1	-0,4%	13,1	13,1	-0,4%
Imobilizado, líquido	40,7	69,6	71,2%	40,7	69,6	71,2%
Intangível	5.158,4	5.189,3	0,6%	5.158,4	5.189,3	0,6%

Balanço Patrimônial	4T15	4T16	Var (%)	2015	2016	Var (%)
Passivo Total	**13.274,8**	**13.565,2**	**2,2%**	**13.274,8**	**13.565,2**	**2,2%**
Passivo Circulante	**4.520,9**	**3.888,7**	**-14,0%**	**4.520,9**	**3.888,7**	**-14,0%**
Fornecedores	1.926,8	1.468,3	-23,8%	1.926,8	1.468,3	-23,8%
Empréstimos e financiamentos	38,3	278,2	626,7%	38,3	278,2	626,7%
Debêntures	678,3	575,1	-15,2%	678,3	575,1	-15,2%
Arrendamento financeiro	11,4	28,6	152,0%	11,4	28,6	152,0%
Subvenções governamentais	2,4	4,0	63,6%	2,4	4,0	63,6%
IRCS a pagar	2,5	2,6	3,8%	2,5	2,6	3,8%
Outros tributos a pagar	528,3	524,9	-0,7%	528,3	524,9	-0,7%
Dividendos e JSCP a pagar	42,7	23,1	-46,0%	42,7	23,1	-46,0%
Obrigações estimadas	95,9	0,0	-100,0%	95,9	0,0	-100,0%
Obrigações sociais e trabalhistas	7,8	115,7	1390,3%	7,8	115,7	1390,3%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	749,3	454,5	-39,3%	749,3	454,5	-39,3%
Provisão para processos judiciais e outros	166,9	163,6	-2,0%	166,9	163,6	-2,0%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%
Outras obrigações	270,3	250,2	-7,4%	270,3	250,2	-7,4%
Passivo Não Circulante	**5.914,8**	**6.981,7**	**18,0%**	**5.914,8**	**6.981,7**	**18,0%**
Empréstimos e financiamentos	475,0	510,6	7,5%	475,0	510,6	7,5%
Debêntures	2.367,9	1.830,8	-22,7%	2.367,9	1.830,8	-22,7%
Arrendamento financeiro	31,8	48,1	51,2%	31,8	48,1	51,2%
Subvenções governamentais	8,1	12,0	47,4%	8,1	12,0	47,4%
Obrigações com entidade de previdência privada	2.605,0	3.777,3	45,0%	2.605,0	3.777,3	45,0%
Provisão para processos judiciais e outros	319,4	359,6	12,6%	319,4	359,6	12,6%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	32,3	56,5	75,0%	32,3	56,5	75,0%
Obrigações estimadas	1,0	0,7	-23,3%	1,0	0,7	-23,3%
Reserva de reversão	66,1	66,1	0,0%	66,1	66,1	0,0%
Outras obrigações	8,3	7,0	-15,3%	8,3	7,0	-15,3%
Patrimônio Líquido	**2.839,1**	**2.694,8**	**-5,1%**	**2.839,1**	**2.694,8**	**-5,1%**
Capital social	1.257,6	1.257,6	0,0%	1.257,6	1.257,6	0,0%
Reserva de capital	20,4	692,5	3289,7%	20,4	692,5	3289,7%
Outros resultados abrangentes/ajustes de avaliação patrimonial	309,8	-578,8	-286,8%	309,8	-578,8	-286,8%
Reserva de lucros:						
Reserva legal	244,3	249,0	1,9%	244,3	249,0	1,9%
Reserva estatutária	1.007,0	1.074,5	6,7%	1.007,0	1.074,5	6,7%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%
Lucros (prejuízos) acumulados	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%

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.

Giga watt (GWh) – Unidade de energia equivalente a um bilhão de watts por hora.

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

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

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

LTA – Linhas de Transmissão Aérea.

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

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

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

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

PMSP – Prefeitura Municipal de São Paulo.

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

RGR – Reserva Global de Reversão, destinada à reversão, encampação e concessão de empréstimos às concessionárias para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Instituída pela Lei nº. 5.655, de 20 de maio de 1971, deveria terminar em 2002, mas foi prorrogada até o ano de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002. É fixada em até 2,5% da quota anual de reversão que incidirá sobre os investimentos das concessionárias e permissionárias, observado o limite de 3% da receita anual.

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

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

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

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

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

VPA – Custos não-gerenciáveis.

VPB – Custos gerenciáveis.