

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.

Companhia Aberta

CNPJ/MF nº. 61.695.227/0001-93 – NIRE nº. 35.300.050.274

FATO RELEVANTE

A administração da **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.** (“AES Eletropaulo” ou “Companhia”), nos termos da lei n.º 6.404/1976 e da Instrução CVM n.º 358/02 e demais disposições aplicáveis, comunica aos seus acionistas e ao mercado em geral o que segue:

Conforme divulgado pela Companhia no Fato Relevante de 30 de junho de 2015, o índice de revisão tarifária aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) foi de 15,23% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor sem considerar bandeiras tarifárias e impostos), aplicado em sua tarifa a partir de 04 de julho de 2015, sendo composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária Periódica 2015		
Parcela A	Encargos Setoriais	7,06%
	Energia Comprada	-0,28%
	Custos de Transmissão	-0,54%
	Parcela A	6,24%
Parcela B		1,27%
Reajuste Base		7,51%
CVA Total		17,04%
Reversão RTE Mar/15		-4,56%
Outros custos financeiros Parcela A		-3,71%
Custos financeiros Parcela B		1,61%
Retirada dos financeiros anteriores		-2,66%
Reajuste Total		15,23%

A tabela a seguir ilustra uma comparação entre os valores finais da 4ª Revisão Tarifária Periódica (“4RTP”) aprovados pela Aneel e aqueles aprovados na 3ª Revisão Tarifária Periódica (“3RTP”):

Componentes da Tarifa (Valores em R\$ milhões)	3ª Revisão Tarifária (3RTP)	4ª Revisão Tarifária (4RTP)
Parcela A	7.709	12.330
Encargos Setoriais	1.766	4.425
Custos de Transmissão	1.161	660
Energia Comprada	4.782	7.245
Parcela B		
Base de Remuneração Bruta	11.141	12.167
Base de Remuneração Líquida	4.677	6.035
Obrigações Especiais Brutas	1.370	2.314
WACC antes dos impostos	11,36%	12,26%
Taxa de Depreciação Regulatória	3,82%	3,75%
Taxa de remuneração Obrigações Especiais	N/A	3,34%
Remuneração Obrigações Especiais	N/A	39
Remuneração + Depreciação (BRR)	952	1.190
Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis	101	134
Custos Operacionais	1.017	1.373
Receitas Irrecuperáveis	113	198
Parcela B antes de outras receitas e ajustes	2.182	2.933
Outras Receitas	-73	-88
Ajuste em função de investimentos realizados	-53	N/A
Índice de Produtividade da Parcela B	-22	-33
Parcela B após outras receitas e ajustes	2.034	2.812
Perdas		
Perda Técnica	5,21%	5,11%
Perda não Técnica - Ponto de Partida	11,56%	8,53%
Perda não Técnica - Ponto de Chegada	8,56%	8,43%
Fator X		
Componente Pd	1,03%	1,13%
Componente T	0,00%	-2,37%

Parcela A

A Parcela A foi corrigida em 7,68%, representando 6,24% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

(i) Encargos Setoriais – R\$ 4.425 milhões, com aumento de 29,0%, representando 7,06% no reajuste econômico. Destaque para o aumento de 23,7% nos Encargos de Serviços de Sistema (“ESS”) e Energia de Reserva (“EER”) totalizando R\$335,2 milhões, e da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) totalizando R\$ 3.669 milhões em função, parcialmente, da amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) para lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta - ACR”), nos termos do Decreto nº 8.221/2014 e da Resolução Normativa nº 612/2014, referente às despesas incorridas pelas concessionárias no ano de 2014;

(ii) Energia Comprada – R\$ 7.245 milhões, com redução de 0,5%. A variação negativa decorre principalmente da redução no custo médio de energia adquirido pela Companhia, em função do término da contratação de energia da Companhia com a AES Tiete S.A. em 31 de dezembro de 2015; e

(iii) Encargos de Transmissão – R\$ 660 milhões, com redução de 10,3%. Os encargos de transmissão refletem as tarifas de uso do sistema publicadas através da Resolução Homologatória 1.917, de 23 de junho de 2015.

Parcela B

O índice de ajuste da Parcela B foi de 6,8%, que representa uma participação positiva de 1,27% na revisão econômica, totalizando R\$ 2.812 milhões resultado da combinação dos seguintes componentes:

(i) Custo de Administração, Operação e Manutenção (“Custos Operacionais”) de R\$ 1.570,9 milhões; sendo R\$ 198,3 milhões referentes às receitas irre recuperáveis e R\$ 1.372,6 milhões referentes aos demais custos operacionais, estes calculados a partir da cobertura tarifária considerada no processo tarifário anterior, a 3RTP. Ressalta-se que, sendo o intervalo de eficiência definido por meio do método de comparação por *benchmarking* superior à cobertura tarifária prevista na 3RTP, parte desta diferença positiva é considerada no atual processo tarifário, aumentando o repasse dos custos operacionais à Companhia;

(ii) Custo Anual dos Ativos de R\$ 1.362,3 milhões, com destaque para a remuneração dos investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais que totalizaram R\$ 38,7 milhões; e

(iii) Índice de produtividade (Pd) da Parcela B - efeito negativo de R\$ 33,0 milhões.

Obrigações Especiais

Investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais passaram a ser remunerados neste processo de Revisão Tarifária Periódica. Assim, sobre metade do saldo bruto de Obrigações Especiais da Companhia, que totalizam R\$ 2.314,1 milhões, foi aplicada uma taxa de 3,34%.

Fator X

Conforme mencionado anteriormente, dado que o limite inferior dos Custos Operacionais definidos para a 4RTP, que totalizam R\$1.781 milhões, foi superior aos Custos Operacionais definidos na tarifa anterior à revisão, que totalizavam R\$ 1.302 milhões, o Componente T do Fator X foi então calculado para ajustar tais custos ao longo do ciclo, de forma positiva. Assim, o Componente T definido para os próximos quatro anos é de -2,37%.

O Componente Pd do Fator X a ser aplicado nessa revisão tarifária e nos reajustes tarifários ao longo dos próximos 4 anos é de 1,13%.

Perdas técnicas e não técnicas

A trajetória de perdas não técnicas, referenciada ao mercado de Baixa Tensão, definida para esse ciclo foi de 8,53% (na data da RTP) para 8,43% (ponto de chegada), implicando em uma redução de cerca de 0,03 p.p. ao ano.

As perdas técnicas foram calculadas em 5,11% sobre a energia injetada no sistema da Distribuidora, conforme metodologia definida no Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica ("PRODIST"), onde as perdas do sistema de alta tensão são definidas por medição e as perdas do sistema de média e baixa tensões por fluxo de potência.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a esta Revisão Tarifária totalizam R\$ 1.110 milhões, entre os quais destacamos: (i) R\$ 1.820 milhões de CVA; (ii) R\$ 20 milhões da neutralidade dos Encargos Setoriais; (iii) efeito negativo de R\$ 490 milhões referentes a exposição involuntária no mercado de curto prazo de energia; (iv) efeito negativo de reversão do financeiro da Revisão Tarifária Extraordinária de março de 2015 no montante de R\$ 487 milhões; (v) R\$ 23 milhões referentes ao resultado positivo do Recurso Administrativo imputado pela Companhia contra o Reajuste Tarifário de 2014; e (vi) R\$ 173 milhões referente

a restituição das parcelas de remuneração e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente, conforme Despacho nº 4,259/2013.

A tabela abaixo mostra o efeito a ser percebido pelos consumidores das diversas classes de consumo sem considerar os efeitos das bandeiras tarifárias e impostos. O efeito médio percebido pelos consumidores será de 15,23%.

Classe de Consumo	Índice
Alta Tensão	11,73%
Baixa Tensão	17,04%
Média Total	15,23%

Barueri, 06 de julho de 2015

Francisco Jose Morandi Lopez
Diretor Vice-Presidente e Relações com Investidores