

VOTO

PROCESSO: 48500.002707/2017-01

INTERESSADOS: CEAL - Companhia Energética de Alagoas

RELATOR: Diretor Reive Barros dos Santos

RESPONSÁVEL: Superintendência de Gestão Tarifária – SGT

ASSUNTO: Reajuste Tarifário Anual de 2017 da CEAL - Companhia Energética de Alagoas, a vigorar a partir de 28 de setembro de 2017.

I. RELATÓRIO

A CEAL é prestadora¹ do serviço público de distribuição de energia elétrica e atende cerca de 1,1 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual da ordem de R\$ 1,4 bilhões.

2. Em 26/07/2016 foi publicada a Portaria MME nº 388, dispondo sobre os termos e as condições para a Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica por Órgão ou Entidade da Administração Pública Federal, nos termos do art. 9º, § 1º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

3. Por sua vez, em 03/08/2016 foi publicada a Portaria MME nº 424, a qual designou a CEAL como Responsável pela Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos e condições estabelecidos na Portaria nº 388, até a assunção de novo concessionário ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro.

4. Em 07/06/2017 foi aberta a Audiência Pública 032/2017 com objetivo de obter subsídios para definição de parâmetros regulatórios para os processos tarifários das Distribuidoras Designadas bem como de limites para os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC.

5. Em 1º de setembro de 2017, foi publicada a Portaria nº 346/2017, que altera a Portaria nº 388/2016 e prevê que no processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL deverá flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico das Concessões a serem licitadas nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013.

6. Em 12 de setembro de 2017, a Diretoria da ANEEL decidiu abrir nova fase da audiência pública nº 32/2017, por intercâmbio documental, no período de 13 a 25 de setembro de 2017, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para aprimorar a metodologia de flexibilização dos parâmetros de custos operacionais, de redução dos empréstimos do Fundo de Reserva Global de Reversão - RGR e alteração da estrutura tarifária das Distribuidoras Designadas. Nesta mesma reunião, a Diretoria autorizou, excepcionalmente, a aplicação das metodologias e dos critérios submetidos à nova fase AP nº 32/2017 nos processos tarifários das Distribuidoras Designadas que ocorrerem até a aprovação da nova norma.

¹ De acordo com a Portaria nº 424, de 03 de agosto de 2016.

7. A SGT, pela Nota Técnica 287, de 20/09/2017, consolidou o cálculo do reajuste de 2017 da CEAL.

8. No dia 19/9/2017, a SGT encaminhou, via correspondência eletrônica, ao Conselho de Consumidores da CEAL as planilhas finais de cálculo do RTA de 2017, conforme dispõe a REN nº 652, de 17/3/2015, que aprovou a revisão dos Submódulos 3.1, 8.2 e 10.2 do PRORET.

9. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

10. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da CEAL conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 21,60%, sendo de 23,36%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 20,76%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

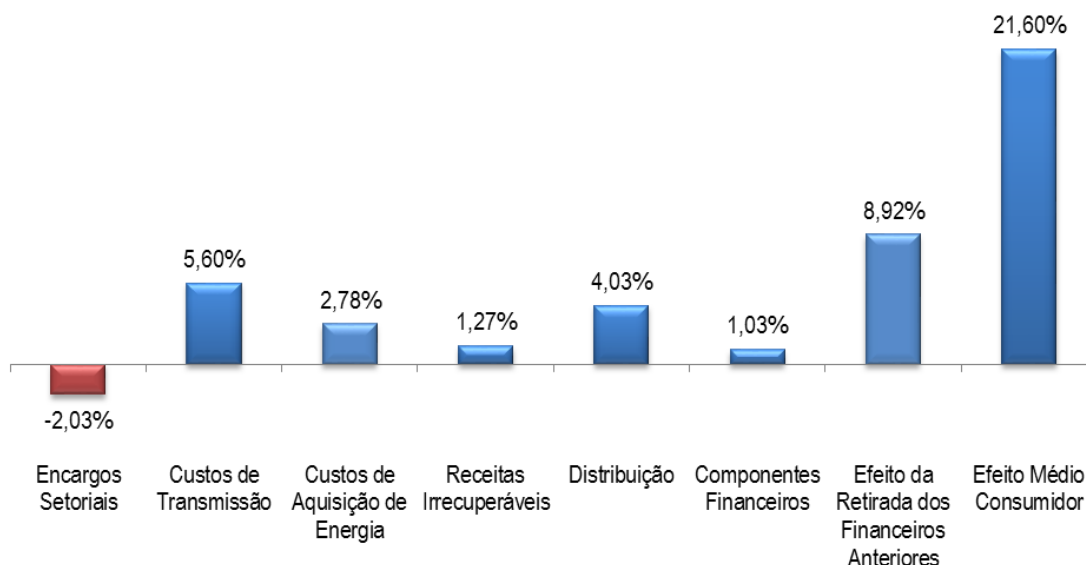
Tabela 1 – Efeito médio a ser percebido pelo consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	23,36%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	20,76%
Efeito Médio AT+BT	21,60%

11. O efeito médio de 21,60% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, contribuindo para o efeito médio em 11,65%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, levando a um aumento de 1,03% no atual reajuste; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário de 2016, que vigoraram até a data do reajuste em processamento, os quais contribuíram para uma variação tarifária de 8,92%.

12. O Gráfico 1 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio.

Gráfico 1 – Efeito para o Consumidor por Componente



13. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio:

Tabela 2 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio

	Varição	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	10,81%	7,62%	69,96%
Encargos Setoriais	-12,57%	-2,03%	12,68%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7,03%	0,01%	0,10%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	-19,77%	-0,36%	1,32%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	3,34%	0,11%	3,11%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-15,93%	-1,00%	4,71%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	-26,12%	-1,00%	2,53%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	24,96%	0,20%	0,91%
Custos de Transmissão	193,77%	5,60%	7,60%
Rede Básica	222,08%	4,27%	5,55%
Rede Básica Fronteira	123,10%	0,92%	1,49%
Conexão	231,09%	0,39%	0,50%
Uso do sistema de distribuição e CCD	36,68%	0,02%	0,06%
Custos de Aquisição de Energia (incluindo Proinfra)	5,41%	2,78%	48,54%
Receitas Irrecuperáveis		1,27%	1,14%
PARCELA B	13,67%	4,03%	30,04%
IRT considerando a variação tarifária da RTP 2016		11,65%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		1,03%	
CVA em processamento - Energia		-1,60%	
CVA em processamento -Transporte		0,30%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		-2,51%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		4,79%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		3,88%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		-0,15%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		-0,54%	
Sobrecontratação/exposição de energia		1,15%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,24%	
Previsão de Risco Hidrológico		3,93%	
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário		0,10%	
Ajuste CUSD		0,01%	
Recálculo Sobrecontratação/Reversão de Energia		-0,14%	
Recálculo Exposição CCEAR entre SubmercadosEnergia		-0,03%	
Diferimento de Parcela B		-4,91%	
Diferimento de Perdas		-3,26%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		-0,22%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		8,92%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		21,60%	

14. Os custos da **Parcela A** representam **69,96%** dos custos da Concessionária. O incremento desses custos representou **7,62%** pontos percentuais na composição do índice de reajuste tarifário.

15. O valor total dos encargos setoriais correspondeu a um efeito tarifário médio de **-2,03%**. Destaca-se a redução do orçamento da CDE – USO, decorrente da aprovação das cotas anuais da CDE para o ano de 2017, conforme Resolução Homologatória 2.204, de 7 de março de 2017, que contribuiu para um efeito médio de **-0,36%** e a redução dos encargos de Serviço do Sistema - ESS e de Energia de Reserva – EER, correspondendo a uma variação no efeito médio de **-1,00%** no atual reajuste da concessionária.

16. O valor dos custos de Transmissão teve uma variação de **193,77%** em comparação com os valores referentes ao processo tarifário anterior, correspondendo a um efeito médio de **5,60%**. O efeito positivo é resultado do aumento da $TUST_{RB}$ e $TUST_{FR}$ que ocorreu em julho de 2017².

17. O custo de compra de energia contribuiu para um aumento tarifário de **2,78%**. Destaca-se a majoração da energia requerida em decorrência da consideração do novo referencial regulatório de perdas não técnicas proposto pela AP 32/2017, em observância à determinação da Portaria MME nº 346, cuja contribuição total no efeito foi de 3,26%.

18. Os custos da Parcela B representam 30,04% dos custos da Concessionária. Seu incremento correspondeu a 4,03% do total do efeito médio a ser percebido pelos consumidores. Desse total, 4,79% refere-se à inclusão do custo operacional flexibilizado na Parcela B da CEAL, conforme valor proposto na AP 32/2017.

19. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada entre setembro/2016 a agosto/2017, do IPCA, de 2,46%, subtraída do Fator X, de 1,26%, bem como foram observados os valores de Outras Receitas, Excedente de Reativos e Ultrapassagem de Demanda.

20. Com a revogação da Revisão Tarifária de 2017 ficou pendente a definição dos parâmetros Pd e T. Assim, a Nota Técnica 88/2017-SRM/SGT/SRD/ANEEL, de 24 de maio de 2017, que instruiu a AP nº 032/2017, propôs que fosse adotado parâmetro Pd de 1,76%, definido pela REH nº 1.606/2013 e o parâmetro T=0 até a próxima Revisão Tarifária. Já o valor componente Q do Fator X aplicado na atualização da Parcela B, calculado conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do Proret³, foi de -0,50%.

21. Os Gráficos 3 e 4 apresentam a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem e com tributos), explicitando a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos incorridos no pagamento:

- a) Da geração (compra de energia);
- b) Da transmissão e da distribuição, incluindo os custos de operação e manutenção (O&M), de depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido; e

² Destaca-se a publicação das REHs nº 2.258 e nº 2.259, ambas de 27/06/2017, as quais aprovaram, respectivamente, as RAPs das concessionárias de transmissão e as novas TUSTs, contemplando os efeitos da Portaria MME nº 120, de 20/04/2016.

³ Será aplicada a nova metodologia para os reajustes tarifários após o 4º ciclo de revisão tarifária periódica.

c) Dos encargos setoriais⁴ e dos tributos⁵.

Gráfico 3 – Composição da Receita

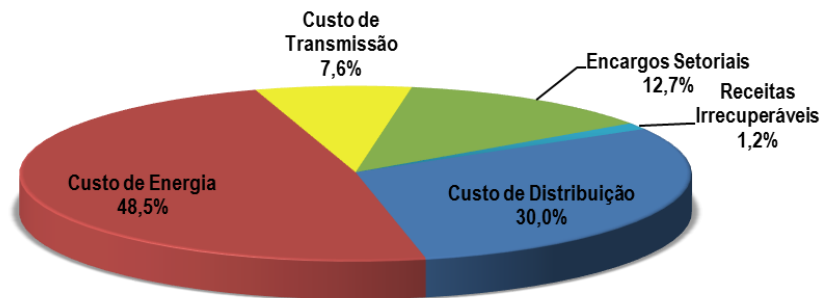
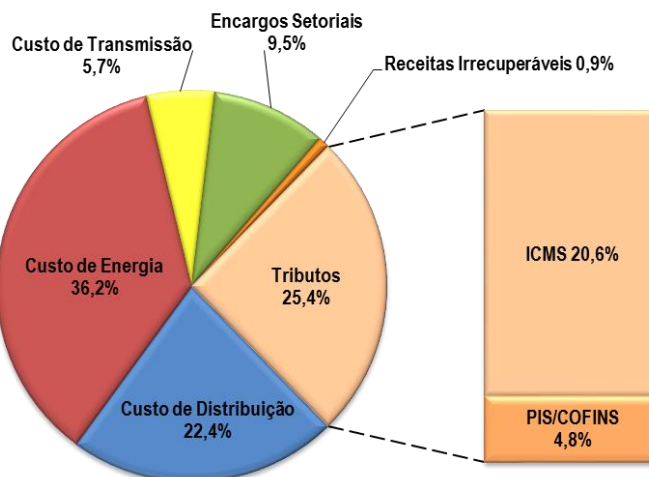


Gráfico 4 - Composição da Receita com Tributos



⁴ No Gráfico 3, destacou-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários.

⁵ No Gráfico 4, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias nominais de **Erro! Fonte de referência não encontrada.** para o ICMS e de **Erro! Fonte de referência não encontrada.** para o PIS/COFINS, incidentes sobre a fatura, contendo os tributos na base de cálculo, conforme fixado na legislação pertinente, o que representa a majoração de 34,00% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem esses tributos na base de cálculo.

22. Quanto aos **componentes financeiros**⁶ a serem recuperados no próximo período tarifário, destaca-se a CVA Encargo com impacto negativo de -2,51%, a CVA a compensar do ano anterior com 4,79%, a neutralidade da Parcela A com 3,88% e a Previsão de Risco Hidrológico com impacto positivo de **3,93%**.

23. A receita proveniente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras no período contribuiu para que a tarifa da CEAL não sofresse aumento adicional médio de 6,10%.

24. A Tabela 4 apresenta a consolidação dos valores dos componentes financeiros:

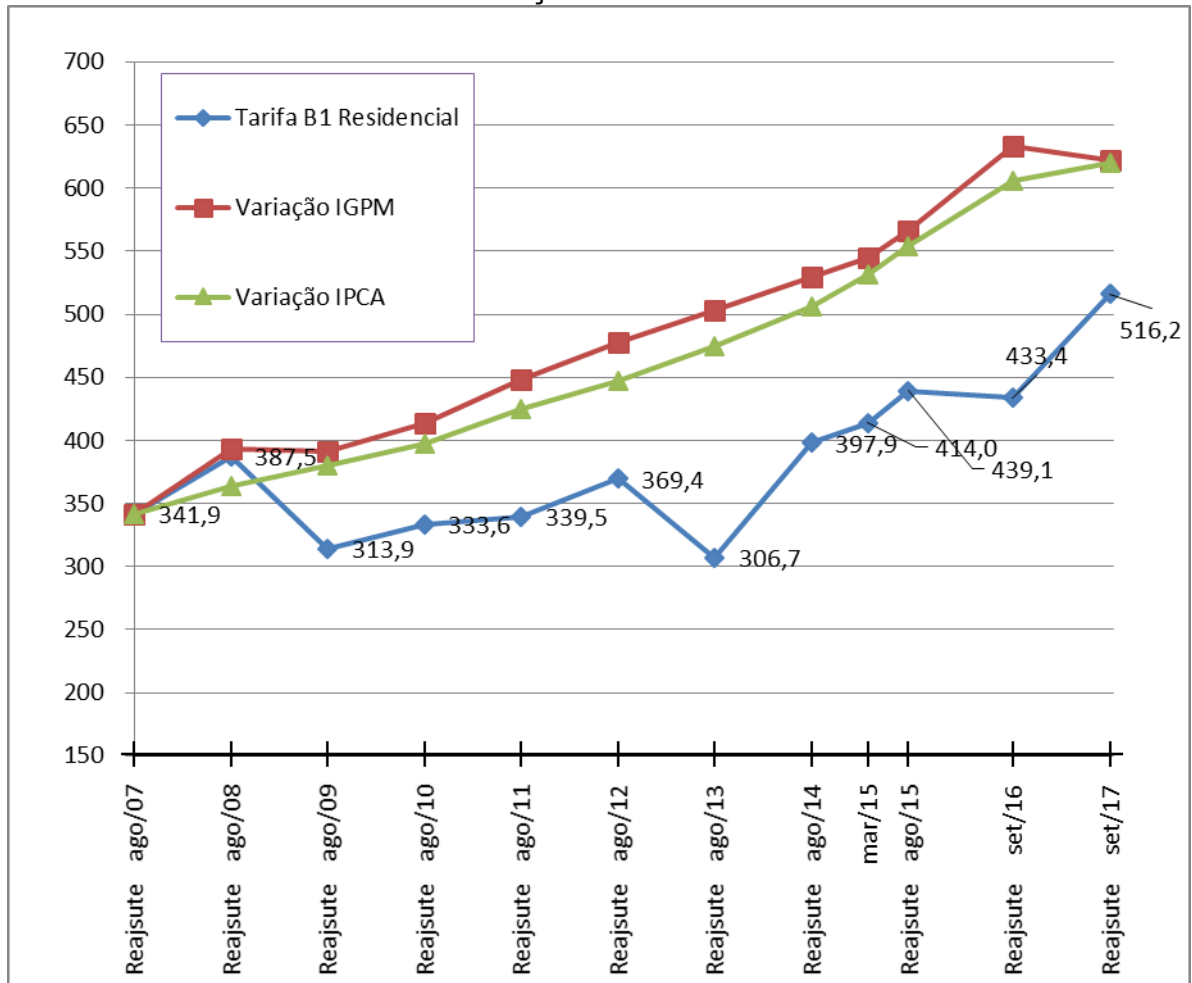
Tabela 4 – Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	- 22.202.804,12	-1,60%
CVA em processamento -Transporte	4.201.795,63	0,30%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 34.898.549,58	-2,51%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	66.508.895,87	4,79%
Neutralidade de Parcela A- Energia	53.954.482,46	3,88%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	- 2.052.376,97	-0,15%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 7.493.523,39	-0,54%
Sobrecontratação/exposição de energia	15.979.057,30	1,15%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	3.334.288,68	0,24%
Previsão de Risco Hidrológico	54.600.836,16	3,93%
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário	1.387.419,17	0,10%
Ajuste CUSD	79.523,54	0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	- 3.105.229,49	-0,22%
Recálculo Sobrecontratação/Reversão de Energia	- 1.966.332,21	-0,14%
Recálculo Exposição CCEAR entre SubmercadosEnergia	- 404.880,23	-0,03%
Diferimento de Parcela B	- 68.220.642,59	-4,91%
Diferimento de Perdas	- 45.341.719,51	-3,26%
Total	14.360.240,72	1,03%

25. A SGT destaca a evolução da tarifa B1 – Residencial da Concessionária nos últimos 10 anos: 50,97%, inferior às variações do IGP-M 82,07% e do IPCA 81,37% no mesmo período, conforme demonstrado no Gráfico 5.

⁶ Os componentes financeiros incluídos nas tarifas não compõem a base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores nos 12 meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, os componentes financeiros considerados no processo tarifário produzem efeitos nas tarifas apenas por 1 ano.

Gráfico 5 – Evolução da tarifa B1-Residencial



26. Quanto à **subvenção da CDE para descontos tarifários**⁷, valor mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à CEAL, em relação às competências entre setembro/2017 a agosto/2018, é de R\$ 4.474,863,17. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre setembro/2016 e agosto/2017.

III. DIREITO

27. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: (i) Lei 9.427, de 26/12/1996; (ii) Lei 10.438, de 26/4/2002; (iii) Lei 12.111, de 9/12/2009; (iv) Decreto 7.246, de 28/7/2010; (v) Decreto 7.945, de 7/3/2013; e (vi) Portarias MME nº 388/2016 e nº 346/2017.

⁷ Nos termos do inciso VII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.839/2013, e do Decreto nº 7.891/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além das demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água, esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação.

IV. DISPOSITIVO

28. Diante do exposto e do que consta no Processo 48500.002707/2017-01, voto pela emissão de resolução homologatória, como a minuta anexa, a fim de:

- a) Homologar o índice de reajuste tarifário anual das tarifas da CEAL - Companhia Energética de Alagoas, a vigorar a partir de 28 de setembro de 2017, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 21,60%, sendo 23,36% para os consumidores em alta tensão e 20,76% para os consumidores em baixa tensão;
- b) Fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Tarifas de Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e usuários da CEAL;
- c) Estabelecer o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DITs de uso exclusivo;
- d) Aprovar os valores da previsão anual do Encargo de Serviços do Sistema – ESS e do Encargo de Energia de Reserva – EER; e
- e) Homologar em o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à CEAL, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- f) Diferir os valores de R\$ 68.220.642,59 e R\$ 45.341.719,51, mediante tratamento como componente financeiros, os quais deverão ser considerados nos processos tarifários seguintes, atualizado pela taxa SELIC.

Brasília, 26 de setembro de 2017.

REIVE BARROS DOS SANTOS
Diretor