

PROCESSO: 48500.000918/2012-96 e 48500.000276/2012-25

INTERESSADOS: Consumidores e Celesc Distribuição S.A – CELESC

RELATOR: Diretor André Pepitone da Nóbrega

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE E SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD

ASSUNTO: Resultado da Audiência Pública nº 32/2012, instituída com vistas a colher subsídios e informações para aprimoramento da proposta referente à Terceira Revisão Tarifária Periódica da Celesc Distribuição S.A – CELESC, a vigorar a partir de 7 de agosto de 2012, bem como para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para o período de 2013 a 2016.

I. RELATÓRIO

Entre 17 de maio e 18 de junho de 2012, com sessão presencial em 1º de junho de 2012, foi realizada a Audiência Pública nº 32/2012, com vistas a colher subsídios e informações para aprimoramento das propostas referentes à Terceira Revisão Tarifária Periódica da Celesc Distribuição S.A – CELESC, a vigorar a partir de 7 de agosto de 2012, bem como para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para o período de 2013 a 2016.

2. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, por meio da Nota Técnica nº 102, de 5 de julho de 2012, analisou as contribuições apresentadas na Audiência Pública e apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da CELESC, para o período de 2013 a 2016.

3. Em 13 de julho de 2012, conforme previsto no Submódulo 10.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, foi encaminhada proposta final da revisão tarifária à CELESC e ao seu Conselho de Consumidores.

4. Em 20 de julho de 2012, na sede desta Agência, foi realizada reunião entre representantes da CELESC e de seu Conselho de Consumidores para discussão da proposta final da revisão tarifária, ocasião em que a CELESC e o Conselho de Consumidores apresentaram suas contribuições finais.

5. Na sequência, a Superintendência de Regulação Econômica – SRE, mediante a Nota Técnica nº 246, de 25 de julho de 2012, submeteu à Diretoria Colegiada os resultados da revisão tarifária da CELESC relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP, consolidados após a análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública nº 32/2012.

6. A Procuradoria-Geral da ANEEL conheceu da minuta de Resolução Homologatória e a referendou.

II. FUNDAMENTAÇÃO

II.1. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO E EFEITO MÉDIO PARA OS CONSUMIDORES

7. Trata-se de análise da proposta final de revisão tarifária da CELESC, submetida à Audiência Pública nº 32/2012, detalhada por meio da Nota Técnica nº 246, de 2012, da Superintendência de Regulação Econômica - SRE.

8. Conforme detalhado na Nota Técnica nº 246, de 2012, aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, a terceira revisão tarifária periódica da CELESC conduz ao efeito tarifário médio para os consumidores cativos da Distribuidora de **-0,32%**. Na proposta submetida à Audiência Pública o efeito médio para o consumidor proposto foi de **0,32%**.

9. O reposicionamento tarifário econômico calculado foi em **3,99%**. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros¹, que correspondem à **1,84%**. Finalmente, foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes à **-6,14%**. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-0,32% (3,99% + 1,84% - 6,14% = -0,32%)**.

¹ Os componentes financeiros considerados em um determinado cálculo tarifário “permanecem” nas tarifas pelo período de um ano. Portanto, a cada processo de reajuste ocorre a “saída” de um conjunto de componentes financeiros e a “entrada” de outro conjunto com valores diferentes.

10. A Gráfico 1 demonstra o cálculo do efeito médio para os consumidores em função da revisão tarifária.

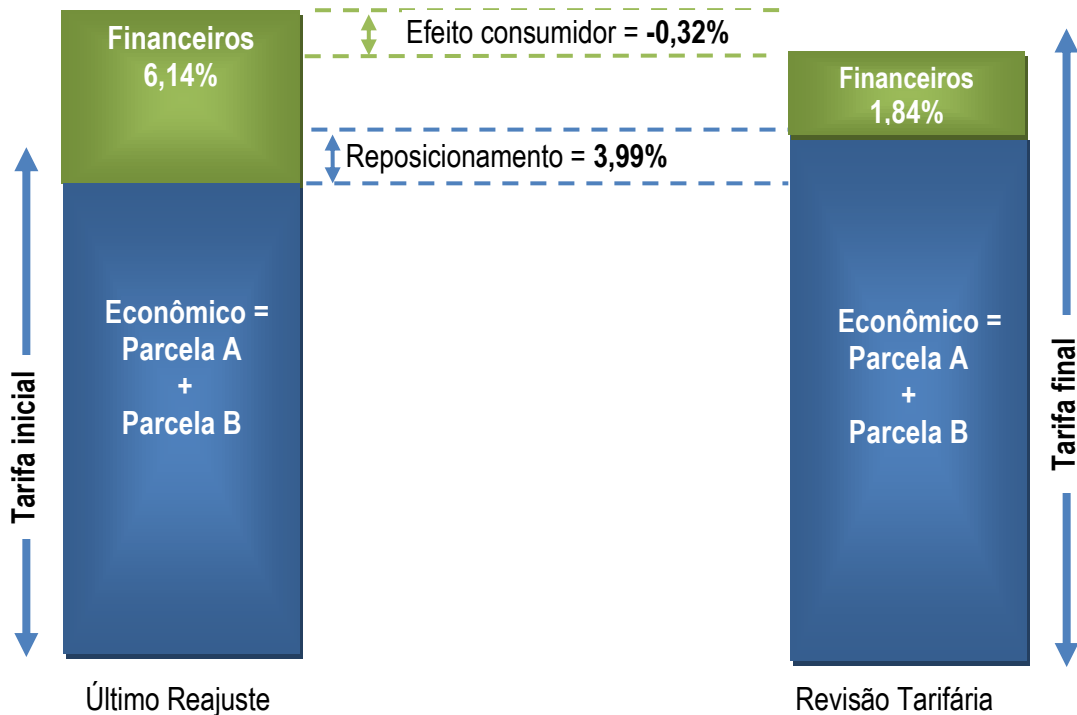


Gráfico 1 – Efeito médio percebido pelos consumidores.
Fonte: Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL.

11. O detalhamento do efeito médio por subgrupo tarifário, decorrente da aplicação da nova metodologia da estrutura tarifária, é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Efeito médio por Subgrupo Tarifário

Subgrupo / Classe	Efeito Médio
A1 (230 kV ou mais)	-12,57%
A2 (88 a 138 kV)	-8,04%
A3 (69 kV)	-9,86%
A3a (30 kV a 44 kV)	6,86%
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5,03%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	-4,81%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	0,26%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	0,26%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	0,26%

Fonte: Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL.

12. A redução das tarifas dos Subgrupos A1, A2 e A3 ocorreu, principalmente, em razão das reduções no encargo relativo à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e na Parcela B.

13. As tarifas dos Subgrupos tarifários A4, A3a e do Grupo B foram fortemente impactadas pela elevação do custo de compra de energia. Já o aumento tarifário percebido pelos Subgrupos B2, B3 e B4 em contraposição à redução observada no Subgrupo B1 deve-se ao processo de equalização entre as tarifas dos Subgrupos tarifários do Grupo B, conforme estabelece o Submódulo 7.3 do dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET².

14. A Tabela 2 apresenta os valores de cada um dos itens de receita na revisão tarifária, o impacto de cada componente no reposicionamento tarifário, bem como a participação percentual na receita requerida.

Tabela 2 – Revisão Tarifária da Celesc

Descrição	Projeção Revisão % IRT (R\$.mil)	Receita Requerida (R\$.mil)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita Revisão (%)
Encargos Setoriais	744.611	656.501	-1,92%	14,5%
Reserva Global de Reversão – RGR	51.190	41.976	-0,20%	0,9%
Conta de Consumo de Comb. – CCC	294.789	151.314	-3,13%	3,4%
Taxa de Fisc. de Serv. de E.E. – TFSEE	11.110	11.157	0,00%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE	193.043	207.878	0,32%	4,6%
PROINFA	89.248	107.708	0,40%	2,4%
P&D (Eficiência Energética)	51.911	46.603	-0,12%	1,0%
Transmissão	473.336	481.005	0,17%	10,7%
CUSD	7.353	7.556	0,00%	0,2%
Compra energia	2.142.203	2.373.550	5,04%	52,6%
CCEAR Nova	968.513	1.208.687	5,23%	26,8%
Contratos Bilaterais	48.843	47.536	-0,03%	1,1%
PARCELA A	3.360.150	3.511.056	3,29%	77,8%
Custos Operacionais	561.780	547.110	-0,32%	12,1%
Anuidades	60.338	44.607	-0,34%	1,0%
Remuneração	385.353	251.289	-2,92%	5,6%
Depreciação	225.391	163.129	-1,36%	3,6%
Receitas Irrecuperáveis	38.063	29.284	-0,19%	0,6%
Outras Receitas	(42.153)	(30.800)	0,25%	-0,7%
PARCELA B	1.228.772	1.003.036	-4,92%	22,2%
Receita Requerida	4.588.922	4.514.092	-1,63%	100%
Alocação de Subsídios na tarifa econômica	(247.868)	-	5,62%	
Receita Verificada	4.341.054			
Reposicionamento Econômico			3,99%	
Componentes Financeiros		85.970	1,84%	
Reposicionamento com Financeiros			5,82%	
Financeiros Retirados do IRT anterior			-6,14%	
Efeito médio p/ consumidor			-0,32%	

² Vide itens 46 e 47 do referido Submódulo.

Fonte: Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL.

15. O reposicionamento tarifário após a inclusão dos componentes financeiros de **5,82%** é composto por impacto positivo de **3,29%** em razão do crescimento dos itens de Parcela A e redução de **-4,92%** em função da redução da Parcela B. Contribuíram, ainda, o fato de os componentes financeiros terem valor positivo na revisão tarifária e a retirada dos componentes financeiros positivos considerados no reajuste anterior.

II.1.1.PARCELA A

16. No que tange à Parcela A, cujos custos têm seu repasse ao consumidor assegurado nos termos do Contrato de Concessão de Distribuição nº 56/99, merece destaque a redução de quase 50% em relação ao ano anterior da quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, em decorrência da consideração do custo unitário, proposto para o exercício de 2012, de R\$ 7,75 (sete reais e setenta e cinco centavos) por MWh, bastante inferior ao custo unitário de R\$ 15,00 (quinze reais) por MWh utilizado em 2011.

17. Ainda no tocante à variação nos custos da Parcela A, cumpre ressaltar a elevação do custo com aquisição de energia elétrica em razão do aumento da participação dos leilões de energia nova no conjunto de contratos da CELESC, conforme demonstrado na Tabela 3. Note-se que os leilões de energia nova com início de entrega em 2012 apresentam preço de energia superior ao custo médio da Distribuidora.

Tabela 3 – Detalhamento da compra de energia

Tipo de Contrato	Montante (MWh)			R\$/MWh			TOTAL
	Reajuste 2011 (GWh)	Revisão 2012 (GWh)	Var (%)	Reajuste 2011 (R\$/MWh)	Revisão 2012 (R\$/MWh)	Var (%)	Var (%)
CCEAR Velha	5.840.870	5.284.266	-9,53%	120,24	126,16	4,93%	-5,07%
CCEAR Nova	7.018.209	8.033.521	14,47%	132,52	150,46	13,54%	29,96%
Bilaterais	232.660	208.660	-10,32%	201,59	227,82	13,01%	1,35%
Itaipu	4.497.996	4.479.946	-0,40%	84,00	100,59	19,75%	19,27%
Proinfa	453.898	455.198	0,29%				
TOTAL	18.043.633	18.461.591	2,32%	114,01	128,57	12,77%	15,38%

Fonte: Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL.

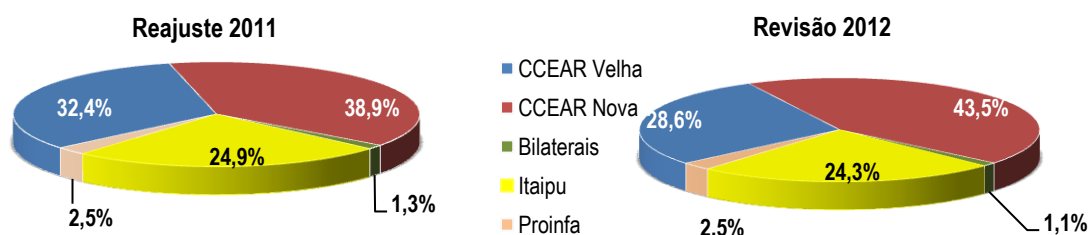


Gráfico 2 - Representatividade dos contratos de compra de energia da CELESC no reajuste anterior e na revisão

Fonte: Superintendência de Regulação Econômica - SRE.

18. Cabe também mencionar que houve queda do montante de energia dos Contratos Bilaterais, em função da não consideração do contrato com a CEESAM, pendente de regularização, conforme informado pela Superintendência de Estudos do Mercado – SEM, por meio Memorando nº 183, de 19 de julho de 2012³. Na medida em que tal contrato possuía preço de compra mais baixo que os demais, sua não consideração provocou aumento do preço médio de compra de energia dos Contratos Bilaterais.

19. Por fim, também impactou o custo de compra de energia o aumento previsto para o Dólar para os próximos doze meses, relativamente ao considerado no reajuste anterior.

20. Com relação às perdas não técnicas, relevante destacar que, ao longo do 2CRTP, a CELESC teve sua meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão fixada em **4,70%**. Já para as perdas técnicas, que são calculadas considerando a energia injetada, foi fixado o percentual de **6,17%**.

21. Para o 3CRTP, o percentual de perdas não técnicas foi reduzido para **2,83%**, percentual correspondente ao nível mais baixo alcançado pela empresa no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 2CRTP. Com relação às perdas técnicas, o percentual sofreu pequeno aumento para **6,40%**, o que impactou positivamente o custo de compra de energia.

II.1.2. PARCELA B

22. Enquanto a Parcela A abrange os custos não gerenciáveis das distribuidoras, os quais são simplesmente repassados às correspondentes tarifas, a Parcela B, objeto central das revisões tarifárias periódicas, compreende, entre os seus principais itens: a) o Custo de Administração, Operação e Manutenção, ou seja, os custos operacionais eficientes, e b) o Custo Anual dos Ativos, ou seja, os custos dos investimentos prudentes realizados pelas distribuidoras.

23. O Gráfico 3 demonstra os fatores que contribuíram para o crescimento da Parcela B da CELESC do 2CRTP até o último reajuste tarifário. Desde o 2CRTP o crescimento da Parcela B foi de **41,22%**. A SRE, em sua Nota Técnica, informa que o principal fator contribuinte para a variação da Parcela B, ao longo do 2CRTP, foi o crescimento de mercado, que apresentou aumento de **17,39%** no período.

³ Vide fl. 323 dos autos.

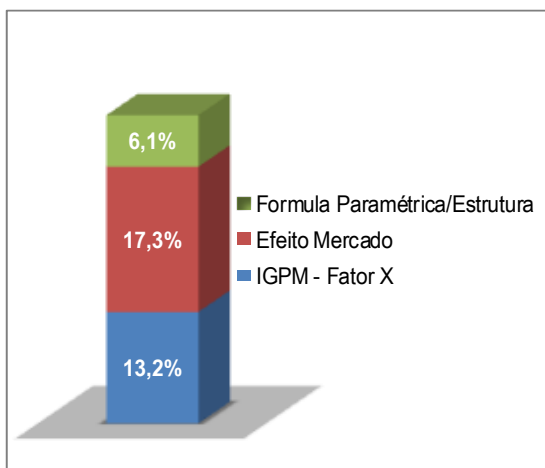


Gráfico 3 – Variação da Parcela B ao longo do 2CRTP
Fonte: Superintendência de Regulação Econômica – SRE.

24. Observa-se o impacto da Parcela B na revisão tarifária, haja vista que os custos definidos no 3CRTP conduziram ao crescimento da Parcela B relativamente ao 2CRTP, crescimento este maior que aquele resultante dos reajustes tarifários.

II.1.3.CUSTO DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

25. Para fins de reposicionamento tarifário, o valor dos custos operacionais a ser considerado no 3CRTP é definido a partir da atualização dos custos definido no 2CRTP, levando-se em conta a variação dos índices de inflação, o crescimento do produto e os ganhos médios de produtividade observados no período de análise, conforme a seguinte equação:

$$CO_3 = CO_2 \times \frac{\Delta P}{[1+0,782\%]^n} \quad (1)$$

onde:

CO_3 : custo operacional a ser reconhecido pra fins de reposicionamento no 3CRTP;

CO_2 : custo operacional definido no 2CRTP, com os ajustes a seguir descritos, corrigidos até a data de revisão tarifária do 3CRTP;

ΔP : variação total do produto; e

n : número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP⁴.

26. Ao analisar a evolução dos custos operacionais a cada ano do ciclo tarifário, ajustados de acordo com as regras do 3CRTP⁵, percebe-se que os valores faturados, calculados proporcionalmente à receita faturada calculada a cada reajuste, estiveram consistentemente abaixo daqueles que se obteriam pela aplicação da correção segundo a metodologia usada no 3CRTP.

⁴ A data-base do 2CRTP é a data relativa às informações de unidades consumidoras e redes constantes da ER, enquanto a data-base do 3CRTP será o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária.

⁵ Exclusão da receita com Serviços Taxados e do chamado Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

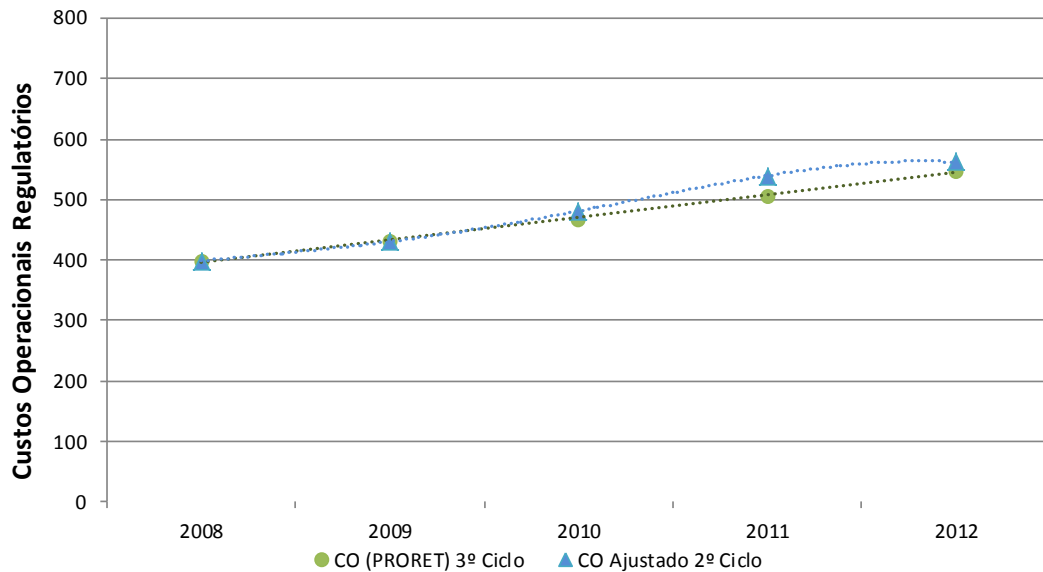


Gráfico 4 – Custos Operacionais nas Tarifas e 3CRTP

Fonte: Superintendência de Regulação Econômica – SRE.

27. A diferença entre os custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados segundo a equação (1), e os custos operacionais atualmente inclusos na tarifa da CELESC, resultou em **-2,6%**. Isso provocou um impacto no reposicionamento tarifário de **-0,32%**.

II.1.4.CUSTO ANUAL DOS ATIVOS

28. O Custo Anual dos Ativos é formado pela Remuneração do Capital e pela Quota de Reintegração Regulatória. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pelas concessionárias e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital. A segunda corresponde à depreciação e à amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. A Quota de Reintegração Regulatória é dependente, basicamente, da Base de Remuneração Bruta e da Taxa de Depreciação.

29. Quanto à Remuneração do Capital, a SRE informa que houve uma redução de **-34,8%** em relação aos valores hoje inclusos nas tarifas, o que representou um impacto de **-2,92%** sobre as tarifas. Essa redução decorreu do volume de investimentos feitos, que resultou num crescimento da Base de Remuneração Líquida menor que o crescimento da Parcela B, e em função da queda do WACC. O Gráfico 5 apresenta ambos os efeitos, devidamente segregados:

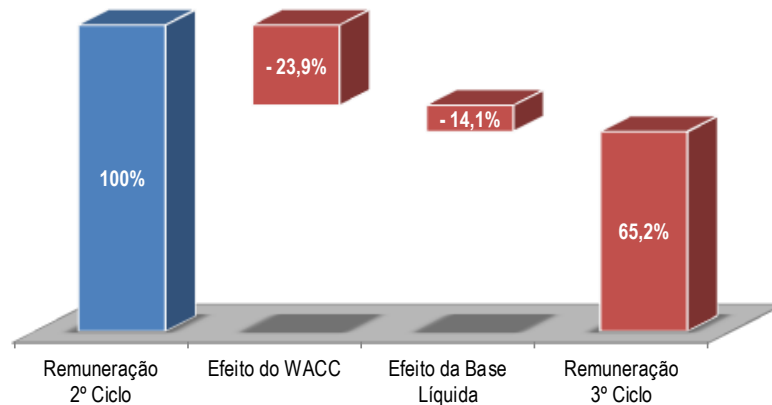


Gráfico 5 – Efeitos da Revisão sobre Remuneração do Capital
Fonte: Superintendência de Regulação Econômica – SRE.

30. Quanto à Quota de Reintegração Regulatória, houve uma redução de **-27,6%** em relação aos valores atualmente já inclusos nas tarifas, o que representou um impacto de **-1,36%** sobre as tarifas. Essa queda se deu também em função do volume de investimentos feitos, que resultou num crescimento da Base de Remuneração Bruta menor que o crescimento da parcela B, e em função da queda das taxas de depreciação. O Gráfico 6 apresenta ambos os efeitos, devidamente segregados:

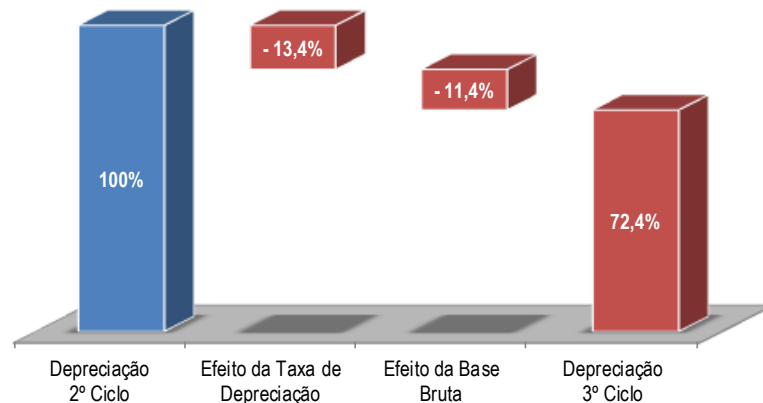


Gráfico 6 – Efeito da Revisão sobre a Quota de Reintegração Regulatória
Fonte: Superintendência de Regulação Econômica – SRE

II.1.5. AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DOS INVESTIMENTOS REALIZADOS

31. No Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 2CRTP, definiu-se, por meio da Resolução Normativa nº 234, de 2006, que, na hipótese de os investimentos então estimados pelas distribuidoras serem inferiores aos verificados quando da realização do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP, o Fator X calculado para o 2CRTP seria recalculado “com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros”.

32. No caso da CELESC, os investimentos realizados informados pela própria Distribuidora se mostraram inferiores os valores previstos no 2CRTP em aproximadamente **-1,5%**. Assim, o Fator X definido no 2CRTP foi revisto e resultou em um Delta X de **-0,09%**.

II.1.6.COMONENTES FINANCEIROS

33. A Tabela 4 apresenta, de forma sintética, os componentes financeiros considerados na revisão tarifária da CELESC.

Tabela 4 – Componentes Financeiros

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	34.488.880
CVA Saldo a compensar	-1.769.579
Neutralidade dos Encargos Setoriais	-49.562.176
Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006 (apurado - reversão ano anterior)	26.180
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	13.326.638
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	2.879.475
Sobrecontratação de energia REN n° 255/2007 (Apurado + Previsão - Reversão)	53.404.609
Exposição CCEAR entre Submercados	-2.532.926
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	670.418
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	796.587
Déficit - Programa Luz Para Todos	4.321.215
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	5.803.779
Total	85.970.305

Fonte: Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL.

34. Dentre os componentes financeiros com valor positivo, destacam-se a sobrecontratação de energia, afetada pelos baixos valores de PLD alcançados no ano de 2011, a CVA de Compra de Energia, o déficit do Programa Luz para Todos e os custos decorrentes da implantação do Manual de Controle Patrimonial.

35. Já em relação aos componentes financeiros negativos, destaca-se o item referente à Neutralidade dos Encargos Setoriais, que alcançou valores expressivos em função do elevado crescimento de mercado experimentado pela empresa no período.

36. Destaca-se que os subsídios tarifários passaram a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais necessário considerar, como componente financeiro, previsão de subsídio para os próximos doze meses. Conforme observado pela área técnica, os valores constantes da Tabela 4 tratam-se, portanto, simplesmente do ajuste entre os montantes efetivamente apurados no período de referência e a previsão feita no reajuste anterior.

II.2. RECÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA DO 2º CICLO

37. Por ocasião do processamento do Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 2CRTP da CELESC, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF informou à SRE, por meio do Memorando nº 1.139, de 30 de julho de 2008, os valores relativos à Base de Remuneração definitiva, validada por aquela Superintendência. Tais valores foram então efetivamente utilizados pela SRE no processamento da revisão tarifária do 2CRTP da CELESC.

38. Ocorre que, mediante o Memorando nº 1.137, de 10 de julho de 2012⁶, a SFF informou à SRE que “constatou-se que havia incorreções nos valores informados” à SRE em 2008. Conforme denotado pela SFF, a valor encaminhado à SRE não correspondeu ao valor verificado e validado pela fiscalização.

39. Verifica-se dos autos que a CELESC, mediante Carta s/nº, protocolada em 20 de julho de 2012, solicita “o reconhecimento da diferença entre os valores de remuneração e quota de depreciação efetivamente remunerados no 2º Ciclo e os valores agora reconhecidos, cabendo a sua inserção na receita requerida para o 3º Ciclo”.

40. Em 24 de julho de 2012, a CELESC protocolou nova Carta s/nº, na qual pleiteia que seja considerado, como componente financeiro nessa revisão tarifária, o valor de R\$ 44.944.999,61 (quarenta e quatro milhões, novecentos e quarenta e quatro mil, novecentos e noventa e nove reais e sessenta e um centavos), referente às diferenças entre o valor da Base de Remuneração apurado pela SFF e aquele valor equivocadamente informado à SRE e utilizado nos cálculos do 2CRTP.

41. Em 25 de julho de 2012, a CELESC, via fac-símile⁷, apresentou novo cálculo para esse componente financeiro, alegando que, corrigido pelo IGP-M até junho de 2012, resultaria em R\$ 50.546.414,50 (cinquenta milhões, quinhentos e quarenta e seis mil, quatrocentos e quatorze reais e cinquenta centavos).

42. A SRE entende que, neste momento, é ainda prematuro a consideração desse componente financeiro tendo em vista as questões de natureza jurídicas envolvidas e o pouco tempo disponível para se aprofundar na análise do tema.

⁶ Vide fl. 363.

⁷ Impende destacar que, nos termos do parágrafo único do art. 2º da Lei nº 9.800, de 26 de maio de 1999, aplicável ao processo administrativo por analogia, nos atos não sujeitos a prazo, os originais deverão ser entregues, necessariamente, até cinco dias da data da recepção do material, sob pena de nulidade do ato processual praticado.

43. Entende-se que não há como discordar da posição cautelosa adotada pela área técnica. Com efeito, compreende-se mais adequado proceder a abertura de processo administrativo específico, a ser devidamente instruído pela SFF, com sorteio imediato de Relator, para que, assegurado o contraditório e a ampla defesa da Concessionária, seja analisada a questão de saber se é devido ou não o componente financeiro pleiteado, haja vista que o pedido foi apresentado muito após a aprovação da revisão relativa ao 2CRTP.

44. Cabe, entretanto, destacar que, caso essa Diretoria Colegiada venha a decidir no sentido do reconhecimento do direito ao componente financeiro, tal reconhecimento pode ser realizado em quaisquer dos subsequentes reajustes tarifários.

45. É relevante registrar que o valor da base incremental do 3CRTP foi acrescentado ao valor efetivamente verificado e validado pela fiscalização no 2CRTP, encontrando-se, portanto, para o futuro adotado o valor verificado e validado pela fiscalização.

II.3. IMPACTO DA REVISÃO TARIFÁRIA NA COMPOSIÇÃO DA RECEITA

46. Os Gráficos 7 e 8 a seguir apresentam a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem e com tributos), ou seja, a proporção da fatura de energia elétrica que se destina às atividades de geração (compra de energia), de transmissão e de distribuição, incluindo os custos de operação e manutenção (O&M), depreciação dos ativos e remuneração do capital investido; e, ainda, ao pagamento dos encargos setoriais⁸ e tributos⁹:

⁸ No Gráfico 7, destaque especial deve ser dado à participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos seus destinatários.

⁹ Na construção do Gráfico 8, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, tendo sido utilizadas as alíquotas médias de ICMS e PIS/COFINS informadas pela distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado – SAMP da ANEEL. Estes dados são objeto de fiscalizações periódicas da ANEEL.

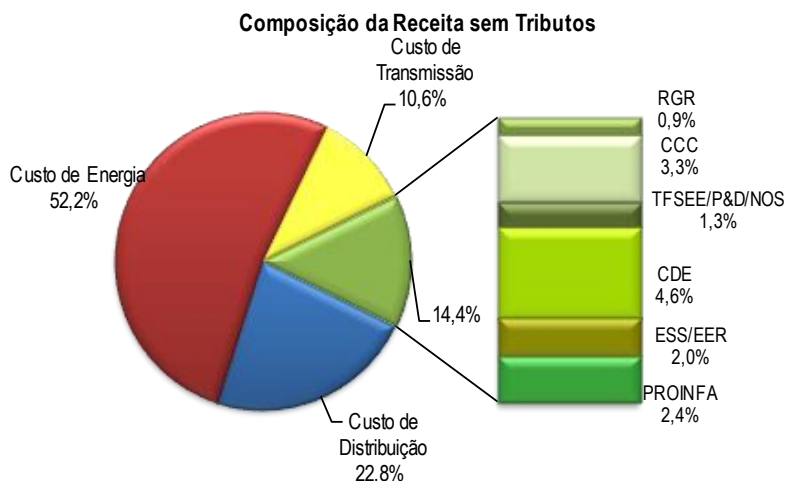


Gráfico 7 – Composição da receita sem tributos.

Fonte: Superintendência de Regulação Econômica - SRE.

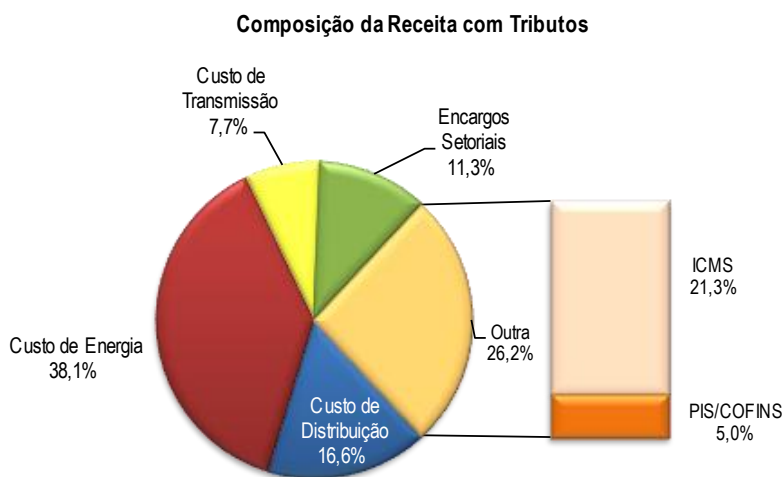


Gráfico 8 – Composição da receita com tributos.

Fonte: Superintendência de Regulação Econômica - SRE.

II.4. FATOR X

47. No momento das revisão tarifária são definidos dois componentes do Fator X, a saber: o componente que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição (Pd) e o Componente de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais (T).

48. O Componente Pd tem por objetivo estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do setor de distribuição, do crescimento do mercado e do número de unidades consumidoras da própria distribuidora. Na revisão tarifária da CELESC o valor do Componente Pd é de **1,33%**.

49. Já o Componente T do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. Na medida em que o valor dos custos operacionais definidos no 2CRTP, atualizados pelos ganhos de produtividade, está contido no intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking, não haverá aplicação do componente T para a CELESC.

50. A partir do reajuste de 2013, será ainda apurado o Componente Q do Fator X, que tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas, para mais ou para menos, de acordo com o comportamento dos indicadores de continuidade DEC e FEC.

51. Dessa maneira, o valor do Fator X a ser considerado nos reajustes da CELESC, até a próxima revisão tarifária, será de **1,33%**, devendo a esse percentual ser, ainda, somado o Componente Q a ser definido em cada processo de reajuste subsequente.

II.5. DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE DEC E FEC

52. Na Audiência Pública nº 32/2012, com relação à proposta para os limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC, foi apresentada apenas a contribuição da própria CELESC.

53. A CELESC, em sua contribuição, solicitou a elevação dos limites de DEC de dez dos seus 120 conjuntos de unidades consumidoras. A Distribuidora afirmou que tais alterações nos limites dos conjuntos são necessárias por três razões: a) condições climáticas adversas, b) descargas atmosféricas e c) vegetação nas redes.

54. A SRD, por meio da Nota Técnica nº 102, de 2012, analisou o pleito. A área técnica avaliou que as redes de distribuição estão expostas às intempéries, sendo também as condições geográficas e de vegetação fatores que interferem na confiabilidade do fornecimento. Entretanto, segundo a SRD, não foi comprovado que os conjuntos da CELESC possuem características mais complexas em relação aos conjuntos semelhantes de outras distribuidoras. A área técnica também ressaltou que existem ações que a Distribuidora pode implementar para mitigar os efeitos desses aspectos, tais como a instalação de para-raios, o uso de redes protegidas, o aumento das equipes de prontidão, dentre outras.

55. Além disso, a SRD ressaltou que a maioria dos conjuntos em tela já possuem limites elevados, tendo a Distribuidora inclusive solicitado limites superiores aos já estabelecidos para 2012 em três desses conjuntos. Desse modo, visando a redução da disparidade entre os conjuntos da CELESC, a SRD recomendou o indeferimento do pleito apresentado pela Distribuidora, com o que deve-se concordar.

II.5.1. PROPOSTA DE LIMITES DE DEC E FEC

56. Dessa forma, após a análise das contribuições, a SRD recomendou a manutenção da proposta de limites de DEC e FEC originalmente apresentados na Audiência Pública nº 32/2012.

57. Nos Gráficos 9 e 10 são apresentados os histogramas dos limites de 2012 (vigentes) e 2016 (propostos) dos conjuntos da CELESC. Para o DEC, verifica-se que não haverá mais conjuntos com limites superiores a 45 horas em 2016. Já para o FEC, não haverá mais conjuntos com limites superiores a 24 horas nesse mesmo ano. Com base nos histogramas apresentados, a proposta para o período de 2013 a 2016 irá reduzir a distância entre os limites dos conjuntos, levando a uma maior uniformização da continuidade prestada pela distribuidora aos seus consumidores.

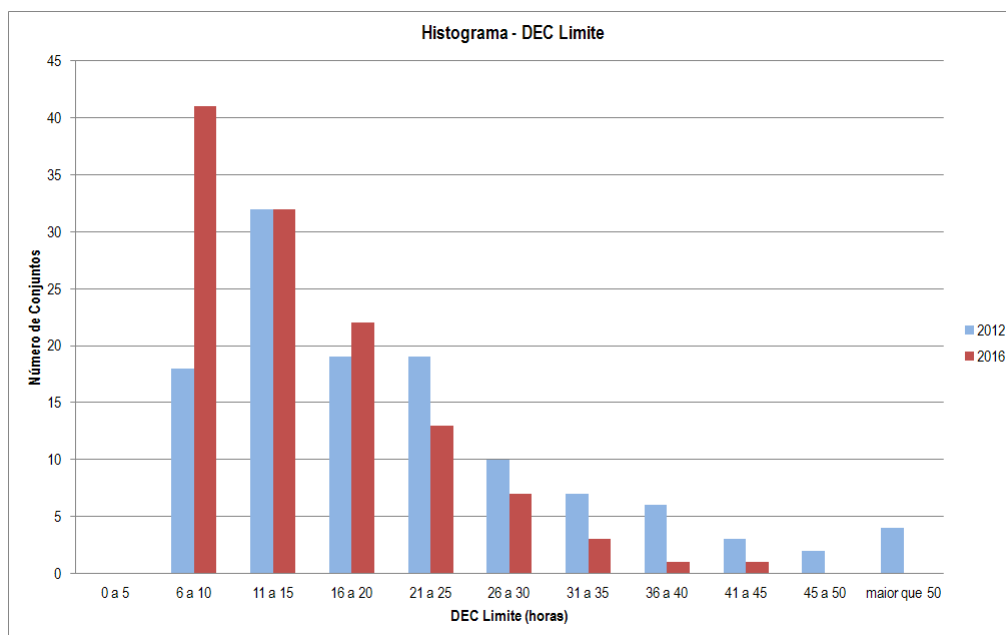


Gráfico 9 – Histograma do limite do DEC dos conjuntos da CELESC.

Fonte: Nota Técnica nº 57/2012-SRD/ANEEL

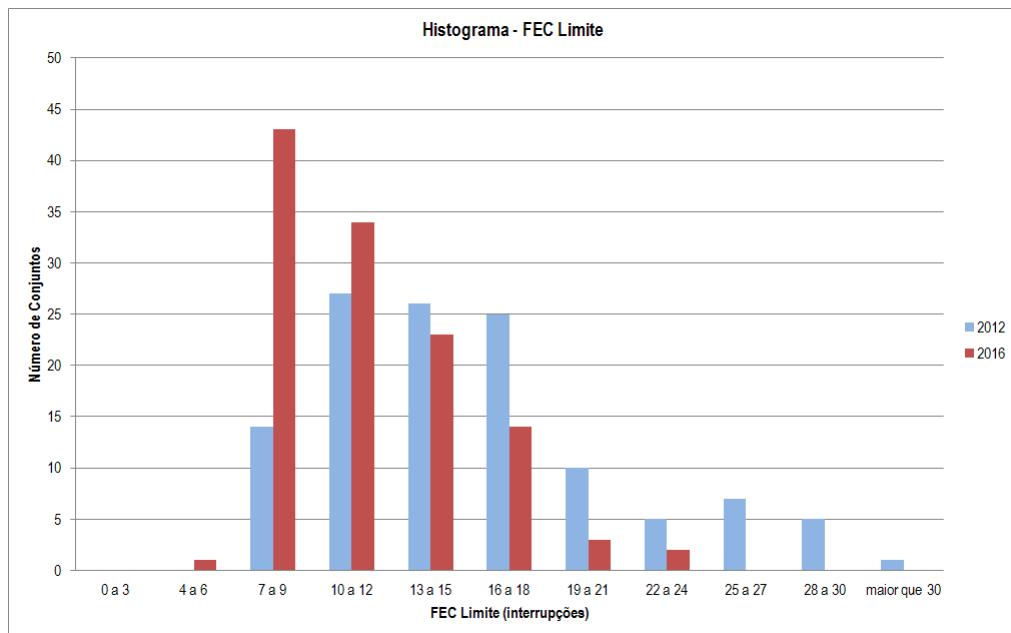


Gráfico 10 – Histograma do limite do FEC dos conjuntos da CELESC.

Fonte: Nota Técnica nº 57/2012-SRD/ANEEL

58. No Gráfico 11 são apresentados o histórico de apuração global de DEC e FEC da CELESC e os limites globais ora fixados. Em relação aos limites para o período 2013 a 2016, é fixada redução média geométrica anual de **6,94%** para o DEC e de **6,47%** para o FEC. Destaca-se que os limites estão sendo reduzidos nos conjuntos que possuem os maiores limites de forma a uniformizar a continuidade do fornecimento na área de concessão.

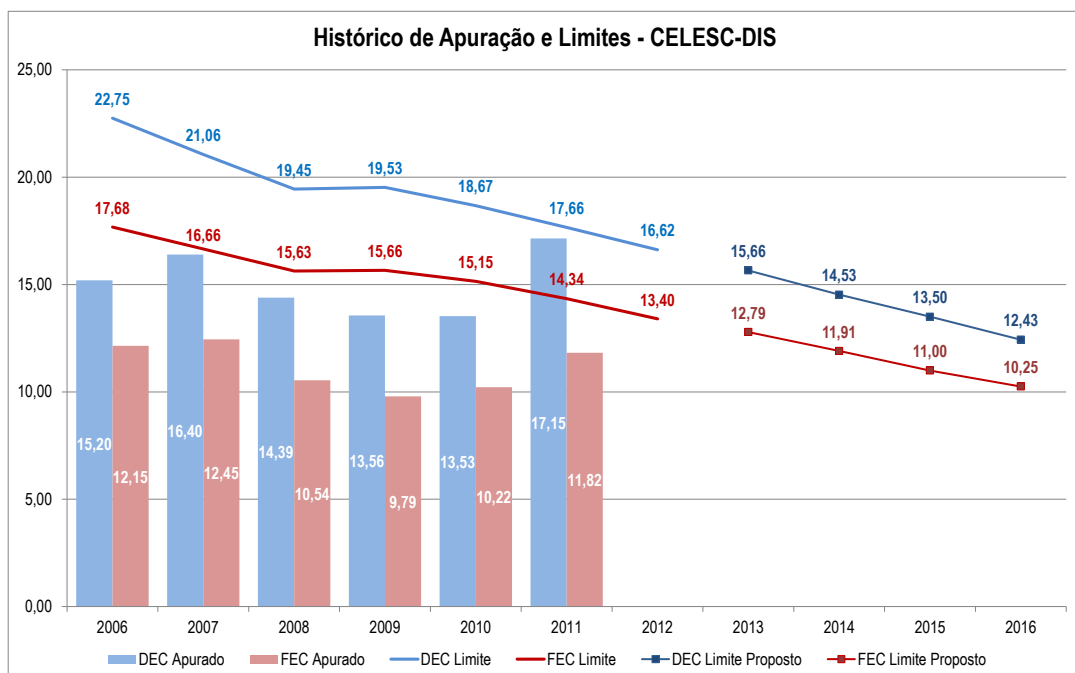


Gráfico 11 – Histórico de apuração e limites globais propostos da CELESC.

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD

59. Com relação aos indicadores individuais DIC, FIC e DMIC, os seus limites são definidos a partir dos limites de DEC e FEC, conforme consta no Anexo I do Módulo 8 do PRODIST. A violação dos limites de DIC, FIC e DMIC resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 5 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela CELESC em 2010 e 2011.

Tabela 5 – Compensações efetuadas pela CELESC.

Ano	Quantidade de Compensações Pagas	Valor Total Pago
2010	1.452.521	R\$ 2.852.326,13
2011	2.620.712	R\$ 6.415.506,98

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD

III. DIREITO

60. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- c) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- d) Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- e) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
- g) Contrato de Concessão de Distribuição nº 56/1999.

IV. DISPOSITIVO

61. Com fulcro nas considerações acima, considerando o que consta no Processo nº 48500.000918/2012-96 e 48500.000276/2012-25, voto pela aprovação dos resultados definitivos abaixo detalhados, na forma das Resoluções anexas, da terceira revisão tarifária periódica e dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC para os anos de 2013 a 2016 a serem observados pela Celesc Distribuição S.A – CELESC:

- a) efeito médio ao consumidor de **-0,32%**, composto pelo reposicionamento tarifário de **3,99%**, componentes financeiros de **1,84%** e pela retirada dos componentes financeiros do reajuste anterior, de **-6,14%**;

- b) componente Pd do Fator X de **1,33%**;
- c) componente T do Fator X de **0,00%**;
- a) referencial regulatório para perdas de energia no período para os reajustes de 2013 a 2015:

	Reajuste 2013	Reajuste 2014	Reajuste 2015
Perdas Técnicas (sobre Energia Injetada) (%)	6,40%	6,40%	6,40%
Perdas Não Técnicas (sobre Mercado BT) (%)	2,83%	2,83%	2,83%

62. Voto, ainda, por determinar à SFF que proceda a abertura de processo administrativo específico, com sorteio imediato de Relator, para que, assegurado o contraditório e a ampla defesa, com a devida instrução processual seja analisada a questão de saber se é devido ou não o componente financeiro pleiteado pela Concessionária, haja vista que o pedido foi apresentado muito após a aprovação da revisão relativa ao 2CRTP.

Brasília, 31 de julho de 2012.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA
Diretor