



**NOTA TÉCNICA Nº 176/2003–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 119/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A - CELPA
AP 023 / 2003
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO ANEEL Nº 388, DE 6 DE AGOSTO DE 2003**

Brasília, 21 de agosto de 2003

Nota Técnica n.º 176/2003-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica n.º 119/2003-SRE/ANEEL

Em 21 de agosto de 2003.

Assunto: resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A - CELPA, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 388, de 6 de agosto de 2003.

I - OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica apresenta as alterações realizadas pela ANEEL na proposta preliminar de revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A - CELPA, constante da Nota Técnica n.º 119/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 023/2003. Tais alterações expressam o resultado da análise das contribuições recebidas na referida Audiência Pública, bem como a substituição, por valores definitivos, de valores anteriormente previstos para determinados itens da Parcela A da Receita Requerida. Os resultados decorrentes das alterações aqui apresentadas resultaram nas tarifas estabelecidas mediante a publicação da Resolução ANEEL nº 388, de 6 de agosto de 2003.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a audiência pública AP 023/2003, o valor da Receita Requerida da CELPA foi alterado de R\$ 950.908.868,70 para R\$ 947.707.253,36 e, conseqüentemente, o reposicionamento tarifário passou de 27,49% para 27,05%. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de R\$ 373.504.081,02 para R\$ 370.324.957,87 - ou seja, uma diminuição de R\$ 3.179.123,15. Esse ajuste decorre de alterações efetuadas no valor dos custos com compra de energia e dos encargos tarifários, conforme se detalha no capítulo III desta Nota Técnica complementar.
3. A Parcela B, composta por custos operacionais eficientes, remuneração do capital, quota de reintegração e tributos, teve seu valor alterado de R\$ 577.404.787,68 para R\$ 577.382.295,48, em função de alterações no valor dos custos operacionais da "Empresa de Referência" relativa à área de concessão da CELPA e no valor dos tributos (PIS/PASEP/COFINS e P&D), cujas justificativas são apresentadas no capítulo IV.

III – VALORES FINAIS DA PARCELA A

III.1 – COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA

4. Após a Audiência Pública AP 023/2003 os custos com compra de energia da CELPA foram alterados de R\$ 260.109.062,97 para R\$ 252.022.900,37. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica no 119/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução ANEEL nº 388/2003.

Tabela I
CELPA: Despesas com Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

COMPRA DE ENERGIA	Nota Técnica nº 119/2003 SRE/ANEEL (R\$)	Tarifa R\$/MWh	Resolução ANEEL 388/2003 (R\$)	Tarifa R\$/MWh
Contrato Inicial c/ Eletronorte (inclui aditivo)	219.317.276,02	51,55	211.231.113,42	49,65
Contratos Bilaterais	40.791.786,95	60,85	40.791.786,95	60,85
Leilão 2 ANOS	10.330.154,47	53,23	10.330.154,47	53,23
Leilão 4 ANOS	18.206.515,74	58,97	18.206.515,74	58,97
Leilão 6 ANOS	12.255.116,74	73,12	12.255.116,74	73,12
TOTAL	260.109.062,97	52,81	252.022.900,37	51,17

5. O valor das despesas com a compra de energia do contrato inicial ELETRONORTE foi alterado em razão da substituição da aplicação da variação estimada do IGP-M (29,09%) sobre as tarifas praticadas na compra de energia da CELPA com a ELETRONORTE (Resolução ANEEL 416, de 06/08/02), pela tarifa homologada pela Resolução ANEEL n.º 395, de 06/08/03, cujo reajuste foi de 25,58%. Os montantes foram alterados em função do aditivo ao Contrato Inicial com a ELETRONORTE.
6. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da CELPA a título de compra de energia passou de R\$ 260.109.062,97 para R\$ 252.022.900,37.

III.2 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

7. Nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras com data contratual de revisão estabelecida para o mês de abril/2003, as perdas de Rede Básica foram consideradas no montante de 2,5% – que corresponde ao valor homologado pela ANEEL quando da separação das atividades de geração, transmissão e distribuição (desverticalização) – e as perdas de Itaipu não foram consideradas.
8. Após a Audiência Pública AP 019/2003, relativa à revisão tarifária periódica da ELETROPAULO METROPOLITANA DE ELETRICIDADE DE SÃO PAULO - ELETROPAULO, a ANEEL passou a adotar, para as perdas de Rede Básica, o conceito estabelecido na Resolução ANEEL nº 40, de 30/01/03, onde os fatores de perda associados aos agentes de geração e de consumo passaram a ser considerados em um único mercado para todo o sistema interligado. Dessa forma, a perda da Rede Básica para todo o

sistema interligado passou a ser única e no valor contabilizado pelo MAE, o qual, no período setembro de 2000 a setembro 2002 foi de 2,98%.

9. Quanto às perdas de distribuição, é importante destacar inicialmente que, se o Regulador não fixar um patamar máximo admitido de tais perdas e permitir o repasse das perdas informadas pelas concessionárias distribuidoras para a Parcela A, sem limitações, estaria incorrendo em uma conduta duplamente negativa. Com efeito, por um lado, estaria convalidando uma gestão ineficiente do setor e, por outro, prejudicaria os consumidores que cumprem suas obrigações, que estariam vendo refletidas nos valores de suas tarifas as perdas causadas por aqueles que não cumprem regularmente essas obrigações, e que incorrem em fraude ou uso irregular da energia.
10. Conforme esclarecido na seção IV.4 da Nota Técnica nº 119/2003/SRE/ANEEL, há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica (técnicas e não técnicas), que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. O Regulador do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. A experiência dos países da América Latina que realizaram reformas no setor elétrico na década de 90 mostra que, com um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência de gestão, podem se obter resultados excelentes no esforço de redução de perdas no serviço de distribuição, com inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto.
11. O tratamento regulatório sobre este tema, a ser implementado pela ANEEL, encontra-se na seção V.1.3.3 da Nota Técnica nº 119/2003/SRE/ANEEL. Consistentemente com estes princípios, a ANEEL efetuou, para a determinação das perdas de distribuição consideradas como ponto de partida (isto é, no ano-teste), uma análise do histórico de perdas e arbitrou um valor que considerou consistente com esse histórico. Nos casos em que as perdas informadas não eram consistentes com o histórico de perdas, foi arbitrado um montante considerado adequado. Até que se conclua os estudos técnicos sobre perdas de energia elétrica mencionados nas Notas Técnicas apresentadas em audiência pública, o montante de 1.172.372 MWh considerado para as perdas da CELPA não será revisto. Esse montante corresponde a 27,92% sobre o mercado de vendas de 4.199.316 MWh.

III.3 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

12. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da CELPA passou de R\$ 113.395.018,05 para R\$ 118.302.057,50.

Tabela II
Encargos Tarifários da CELPA (em R\$)

Encargo Tarifário	Nota Técnica nº 119/2003-SRE/ANEEL	Resolução ANEEL 388/2003
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	25.894.504,15	25.894.504,15
Reserva Global de Reversão – RGR	16.912.250,00	16.046.564,61
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	2.175.539,23	2.136.135,35
Operador Nacional do Sistema – ONS	85.795,36	102.535,74
Rede Básica	41.471.196,03	46.658.747,28
MUST Contratos Iniciais	8.126.600,72	8.733.602,28
Conexão	15.183.721,53	15.184.557,05
Compensação Financeira	560.531,97	560.531,97
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	2.984.879,07	2.984.879,07
Total de Encargos Tarifários	113.395.018,05	118.302.057,50

13. Os valores da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e da Compensação Financeira, conforme apresentados na Nota Técnica nº 119/2003-SRE/ANEEL, não foram alterados.
14. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 453 e 454, de 23/07/2003.
15. A alteração no valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) decorreu da definição do valor definitivo, constante da Nota Técnica nº 133/2003-SRE/ANEEL, de 10/07/03 e mediante o Anexo V da Resolução nº 388, de 6/08/03.
16. O valor do encargo de Rede Básica foi corrigido em função da entrada em vigor, a partir de 1º de julho de 2003, do novo valor da tarifa selo, conforme Resolução ANEEL nº 307, de 30/06/03.
17. O valor do encargo relativo aos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão – MUST dos contratos iniciais e de Itaipu foram corrigidos em função da entrada em vigor, a partir de 1º de julho de 2003, dos novos valores das tarifas nodais, publicadas na Resolução ANEEL nº 307, de 30/06/03.
18. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 119/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na respectiva Nota, de 29,09%, pela variação efetiva disponível em 30/07/2003, de 25,80%, acrescido da reclassificação das instalações de transmissão da Rede Básica, conforme consta da Resolução ANEEL nº 306, de 30/06/03. O valor definitivo foi estabelecido pela Resolução nº 388, de 06/08/03, Anexo VI.
19. O valor do encargo referente ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi corrigido em função da entrada em vigor, a partir de 1º de julho de 2003, dos novos valores a serem pagos por cada agente, Nota Técnica Complementar nº 176/2003-SRE/ANEEL à Nota Técnica nº 119/2003-SRE/ANEEL

conforme Res. ANEEL nº 310, de 30/06/03, que aprovou o orçamento econômico do ONS para o exercício de 2003.

IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B

20. O valor da Parcela B da CELPA, constante da Nota Técnica no 119/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de R\$ 577.404.787,68. Na Resolução ANEEL nº 388/2003 o valor considerado foi de R\$ 577.382.295,48. O decréscimo de R\$ 22.492,20 decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da CELPA e no valor dos tributos (PIS/PASEP/COFINS e P&D). As justificativas são apresentadas a seguir.

IV.1 – CUSTOS OPERACIONAIS EFICIENTES (“EMPRESA DE REFERÊNCIA”)

21. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CELPA, apresentada na Nota Técnica no 119/2003-SRE/ANEEL, era de R\$ 245.706.493,59, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da CELPA (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de R\$ 3.190.438,00. Conforme explicado na referida Nota Técnica, a ANEEL está adotando um conceito de custo operacional “transitivo” da “*Empresa de Referência*”, que evolui seguindo uma “trajetória regulatória” descendente, sob a forma de um percentual do faturamento bruto (sem o ICMS) verificado em 2002, cujo valor é de 0,5% na data do reposicionamento tarifário e chega a 0,2% ao concluir-se o segundo período tarifário, como conceito de inadimplência “regulatória” permanente admitida nas tarifas.

22. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CELPA, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 119/2003/SRE/ANEEL.

Tabela III
Custos Operacionais da ER relativa à CELPA (R\$ de dezembro de 2001)

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Custos Pessoal (R\$)	Custos Mat. e Serv. (R\$)	Total / Ano (R\$)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	2.998.368	1.487.184	4.485.552
	Diretoria de Administração	1.452.456	2.525.731	3.978.187
	Gerência de Rh	679.890	110.374	790.264
	Gerência de Sistemas	680.460	4.412.743	5.093.203
	Diretoria de Finanças	1.603.892	219.733	1.823.624
	Diretoria de Distribuição	3.213.022	8.346.473	11.559.495
	Diretoria Comercial	4.510.841	7.052.024	11.562.865
Estrutura Regional	Gerências Regionais	6.702.315	2.291.204	8.993.519
	Escritórios Comerciais	8.342.841	5.053.434	13.396.274
Processos e Atividades	Processos e Atividades de Comercial	4.088.291	9.877.340	13.965.631
	Processos e Atividades de O&M	10.580.708	11.151.869	21.732.576
Custos Totais Por Ano (R\$)		44.853.083	52.528.109	97.381.191

23. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 119/2003/SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- i) Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER, 46% correspondem a gastos de pessoal e 54% a materiais e serviços. Dentro do item materiais e serviços têm um peso importante os veículos e equipes especiais;
- ii) O maior peso nos custos está nos processos de Operação e Manutenção (O&M), com 22% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 14%, e do Processo e Atividade (P&A) Comercial com 14%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 37% dos custos totais como consequência de possuírem a maior parte tanto do pessoal alocado como dos demais recursos envolvidos. Cerca de 49% dos custos de P&A, O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- iii) Quanto às unidades centrais e regionais, Diretoria de Administração tem 4% dos custos totais, Diretoria de Finanças tem 4% dos custos totais, a Diretoria de Distribuição 4%, a Diretoria Comercial 12%, as gerências regionais 23% e os Conselhos e Presidência 5%. As unidades centrais e regionais concentram 63% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 51% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso importante das anuidades dos sistemas informatizados nas gerências das diretorias.

24. É importante analisar a distribuição de pessoal entre as diferentes unidades e os P&A da ER. A tabela a seguir mostra as quantidades de pessoal e a participação percentual no total de pessoal da ER.

Tabela IV
Distribuição de Pessoal entre Setores e P&A da “ER” relativa à CELPA

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Quantidade de Pessoal	Pessoal / Unidade Total (%)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	33	2%
	Diretoria de Administração	33	2%
	Gerência de Rh	19	1%
	Gerência de Sistemas	18	1%
	Diretoria de Finanças	33	2%
	Diretoria de Distribuição	60	4%
	Diretoria Comercial	199	12%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	176	11%
	Escritórios Comerciais	369	23%
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	306	19%
	Processos e Atividades de O&M	368	23%
Total de Pessoal		1.614	100%

25. Uma primeira conclusão importante é que a ER tem uma relação de 647 clientes/empregado – o que se considera adequado para uma distribuidora de energia elétrica. A quantidade de pessoal considerada no desenho original da “Empresa de Referência” baseia-se na premissa de que a totalidade dos processos e atividades desempenhados pela ER são realizados com recursos próprios, isto é, não há terceirização de atividades.
26. A outra conclusão importante é que os P&A de O&M e Comercial concentram 65% da força de trabalho. Esta percentagem é muito lógica, dado que estes P&A são os grandes consumidores de recursos humanos nas empresas distribuidoras de energia elétrica.
27. Corrigindo-se os resultados para preços de agosto de 2003, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação do IPCA, de 20,56% e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 32,42%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 26,96%.

Tabela V
Custos Operacionais da ER relativa à CELPA (R\$ de julho de 2003)

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	3.614.977	1.969.362	5.584.338
	Diretoria de Administração	1.751.151	3.344.629	5.095.780
	Gerência de RH	819.708	146.160	965.868
	Gerência de Sistemas	820.395	5.843.452	6.663.847
	Diretoria de Finanças	1.933.729	290.975	2.224.705
	Diretoria de Distribuição	3.873.774	11.052.584	14.926.358
	Diretoria Comercial	5.438.487	9.338.446	14.776.933
Estrutura Regional	Gerências Regionais	8.080.633	3.034.063	11.114.696
	Escritórios Comerciais	10.058.530	6.691.869	16.750.399
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	4.929.040	13.079.792	18.008.832
	Processos e Atividades de O&M	12.756.610	14.767.552	27.524.162
Custos Totais / Ano		54.077.033	69.558.884	123.635.917

28. Os ativos específicos do negócio de distribuição de energia elétrica (redes, subestações, transformadores, etc.) são o capital remunerado e devem ser considerados na Base de Remuneração Regulatória (BRR). Assim, nos gastos da “Empresa de Referência” se incluem as anuidades correspondentes aos ativos não específicos do negócio regulado (veículos, escritórios, sistemas informatizados, almoxarifados).

29. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da “Empresa de Referência” apresentada na Nota Técnica 119/2003/SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:

- i) Engenharia e Supervisão de Obras: para este item se considerou o montante de 5% dos investimentos anuais;
- ii) Crescimento Processos Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para agosto de 2003;
- iii) Crescimento Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do O&M tendo em conta o crescimento dos ativos para agosto de 2003;
- iv) Encargos de Pessoal Adicionais: reconhece-se o montante de encargos adicionais sobre o salário base, de acordo com o critério estabelecido pela ANEEL;
- v) Diferença de Geração: originalmente foi considerado o custo de geração térmica das centrais próprias da CELPA; posteriormente a CELPA informou que seus custos de geração térmica própria eram superiores aos da Guascor. Adotou-se o critério de valorar o custo de geração de todas as térmicas utilizando o custo unitário (R\$/MWh) da Guascor;

- vi) Adicionais de Escritórios Comerciais: Reconhecendo-se as particularidades geográficas da área de concessão, em especial as dificuldades de comunicações, entendeu-se necessário dotar os 149 escritórios de uma estrutura local para o atendimento e operação. Em cada escritório foi adicionado um veículo, um atendente e três eletricitas;
- vii) Manutenção em Linha Viva: foi reconhecido nos custos operacionais um montante para efeito de execução de manutenção em linha viva da rede de distribuição da concessionária, onde for efetivamente necessário para alcançar os níveis de qualidade exigidos no contrato de concessão. Convém esclarecer que, posteriormente, o assunto *“atividades executadas em linha viva”* deverá ser analisado de forma conjunta com o tema Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 493/2002.
- viii) Operação de Subestações: reconheceu-se a necessidade de manter turmas de operadores localizadas nas subestações. Foram reconhecidos os 109 eletricitas informados pela CELPA;
- ix) Manutenção de Emergência: foi reconhecido o custo de manutenção de emergência de 88 eletricitas e seus veículos;
- x) Adicional de Custo de Pessoal: foi reconhecido o incremento de custos derivado da jornada de trabalho prevista no acordo coletivo, que faz necessário um aumento do número de empregados.
- xi) Ouvidoria: foram reconhecidos os custos correspondentes aos custos de empregados informados pela empresa;
- xii) Edição de Faturas e Outros Documentos: foram reconhecidos custos adicionais pela edição descentralizada, como consequência das características geográficas particulares da área de concessão;
- xiii) Foi adicionado o montante correspondente a 0,035% do valor dos ativos da rede, a título de seguros de instalações, que é uma exigência dos contratos de concessão.

30. Os valores resultantes dos mencionados ajustes são apresentados na tabela a seguir.

Tabela VI
Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica 119/2003/SRE/ANEEL

CELPA	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM AGOSTO 2003 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERVIÇOS	CUSTOS TOTAIS / ANO	PESSOAL	MAT. E SERVIÇOS	CUSTOS TOTAIS / ANO
Engenharia e Supervisão de Obras	3.589.130	1.538.199	5.127.329	4.327.228	2.036.917	6.364.144
Geração (sem combustível)	7.796.350	20.317.554	28.113.903	9.399.654	26.904.954	36.304.608
Crescimento Processos Comercial	494.016	1.193.546	1.687.563	595.610	1.580.521	2.176.130
Crescimento Processos O&M	846.457	892.150	1.738.606	1.020.529	1.181.404	2.201.933
Encargos de Pessoal Adicionais	7.825.539	0	7.825.539	9.434.845	0	9.434.845
Diferença Geração (sem combustível)	2.352.733	5.981.235	8.333.968	2.836.568	7.920.483	10.757.051
Adicionais Escritórios Comerciais	13.531.789	3.975.550	17.507.339	16.314.575	5.264.511	21.579.086
Linha Viva	1.680.000	720.000	2.400.000	2.025.489	953.440	2.978.929
Operação Subestações	2.918.796	0	2.918.796	3.519.040	0	3.519.040
Manutenção Emergência	2.356.459	1.173.988	3.530.447	2.841.060	1.554.621	4.395.681
Adicional Custo Pessoal	6.292.276	0	6.292.276	7.586.270	0	7.586.270
Ouvidoria	110.612	33.184	143.795	133.359	43.942	177.301
Edição de Faturas e Outros Documentos	0	621.879	621.879	0	823.506	823.506
Seguros	0	1.078.724	1.078.724	0	1.428.470	1.428.470
Total Adicional	49.794.155	37.526.007	87.320.162	60.034.225	49.692.770	109.726.995

31. De acordo com o exposto sobre o cálculo da "Empresa de Referência" e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 023/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da CELPA.

Tabela VII
Resumo dos Custos da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 023/2003 (R\$)

CELPA	Custos em Dezembro 2001			Custos em Agosto 2003		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / Ano
Custos Totais ER/Ano	44.853.084	52.528.109	97.381.190	54.077.033	69.558.884	123.635.917
Custos Totais Adicionais	49.794.155	37.526.007	87.320.162	60.034.225	49.692.770	109.726.995
Custos Totais com Adicionais	94.647.239	90.054.116	184.701.352	114.111.258	119.251.654	233.362.912

32. O valor final, acrescido do montante de R\$ 3.190.438,00 a título de “inadimplência regulatória”, de R\$ 5.927.506,48 a título de Equivalente Hidráulico e de R\$ 3.022.707,00 referente ao consumo próprio da CELPA (restritos às suas instalações e excetuando os já considerados para escritórios comerciais e para os demais processos e atividades referentes as funções básicas da Empresa de Referência), resultam no valor de R\$ 245.503.536,71, conforme considerado na Resolução nº 388, de 06 de agosto de 2003.
33. Especificamente no que se refere ao conceito de custos com inadimplência, o Regulador está fixando um critério regulatório transparente, que estabelece um valor máximo a título de inadimplência que cabe repassar às tarifas, de 0,2% do faturamento bruto (sem o ICMS) verificado em 2002. Assim, no reposicionamento tarifário se admite 0,5% do faturamento, que se reduz ano a ano até atingir o montante de 0,2%, que é o padrão regulatório que será admitido nas tarifas. Esse critério, ao mesmo tempo, incentiva a concessionária a realizar a melhor gestão possível das dívidas de seus clientes e, conseqüentemente, evitar que os clientes em situação regular sejam penalizados pelos clientes inadimplentes. Sob uma ótica regulatória, esse critério se apresenta como mais adequado quando se considera que, entre as partes envolvidas na prestação do serviço – a concessionária e o consumidor – apenas a primeira possui condição de influir em sua determinação. O repasse de tais custos para os consumidores configuraria um critério regulatório equivocado, pois desestimularia as empresas reguladas a executar a melhor gestão possível sobre riscos que elas tem condições de gerenciar.
34. Considerando o total dos custos reconhecidos na “Empresa de Referência” (Tabela VIII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 3.108 empregados (sendo 306 empregados destinados à Geração Própria da CELPA), uma quantidade total de veículos de 655. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 377 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 199,00 por cliente.

IV.2 – TRIBUTOS

35. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica no 119/2003-SRE/ANEEL foi de R\$ 53.791.112,44, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de R\$ 44.890.176,57, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de R\$ 8.900.935,87. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para R\$ 44.653.334,60 e o valor relativo a P&D para R\$ 9.318.215,52.

V – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

36. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica no 119/2003-SRE/ANEEL, é o resultado da comparação entre o valor da Receita Requerida para o ano-teste e o valor da Receita Verificada da concessionária no mesmo período, sendo deduzidas da Receita Requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a exploração de atividades extra-concessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas, conforme a fórmula a seguir.

$$\text{Reposicionamento Tarifário (\%)} = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita extra-concessão} - \text{Receita com Uso do Sistema de Distribuição} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada}}$$

37. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da CELPA passou de **27,49%** para **27,05%**, conforme cálculo a seguir.

$$\text{RT} = (947.707.253,36 - 13.749.566,12) / 735.100.880,52$$

$$\text{RT} = 27,05\%$$

38. De acordo com o exposto na Nota Técnica nº 119/2003-SRE/ANEEL (item V.1.8), a ANEEL está consciente que, em alguns casos, a aplicação imediata das tarifas justas pode representar um impacto econômico significativo sobre os consumidores de energia elétrica. Entretanto, entende-se que essa circunstância não pode nem deve invalidar a aplicação dessas tarifas, uma vez que as conseqüências poderiam ser muito mais negativas para esses mesmos consumidores. Considerando essa realidade, a ANEEL definiu um procedimento que concilia o direito da concessionária ao equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão com a modicidade tarifária, limitando o índice de reposicionamento tarifário (RT) ao índice de reajuste tarifário anual (IRT) da concessionária, na hipótese de não haver a revisão tarifária periódica. Neste caso, para assegurar a manutenção da condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, definida pelo índice de reposicionamento tarifário calculado na presente revisão, a diferença resultante será agregada ao valor da Parcela B da receita da concessionária vigente na data de reajuste, em parcelas anuais. O cálculo do IRT hipotético da CELPA foi atualizado após a audiência pública AP 023/2003, resultando em 27,49%, de forma que não se aplica o referido procedimento para a CELPA.

39. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de 27,05% é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002. Eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório de reposicionamento tarifário e o definitivo, será corrigida no reajuste tarifário anual da concessionária.

VIII – FATOR X

40. O cálculo preliminar do *Fator X_e* para a CELPA, apresentado na Nota Técnica nº 119/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,01%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o *Fator X_e* foi alterado para **1,15%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do *Fator X_e* depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que, conforme explicitado no parágrafo 51, será estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória. Assim, o valor do *Fator X_e* será recalculado pela ANEEL por ocasião do reajuste tarifário anual da concessionária, após a determinação do reposicionamento tarifário definitivo.
41. O cálculo do *Fator X_c* será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da CELPA, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 388/2003.
42. Após a realização das audiências públicas sobre a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras com data contratual estabelecida para abril/2003, o Poder Executivo, mediante a Resolução CNPE nº 1, de 4 de abril de 2003, estabeleceu que *“(...) a ANEEL, mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGP-M ± X, defina metodologia de cálculo dos valores de ‘X’ a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais, considerando, para o componente mão de obra da ‘parcela B’, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.”*
43. Dessa forma, o Fator X passou a ter um terceiro componente, denominado *Fator X_a* nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram a revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras. Conforme disposto nestas resoluções, o valor do *Fator X_a* será calculado em cada reajuste tarifário anual e sua metodologia de cálculo será discutida com a sociedade em audiência pública promovida pela ANEEL.
44. Portanto, o Fator X total será o resultado dos três componentes mencionados:

$$\text{Fator X} = f(X_e; X_c; X_a)$$

IX – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

45. Segundo as disposições da Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, a compensação do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, destinado a compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da Parcela A, foi diferido, quando positivo, por 12 meses. O saldo da CVA de R\$ 13.437.827,24 será compensado nos termos estabelecidos pela referida Portaria.

X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

46. Nos termos do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, da Resolução CNPE nº 12, de 17 de setembro de 2002, da Resolução ANEEL nº 666, de 29 de setembro de 2002, e do Decreto nº 4.667, de 4
- Nota Técnica Complementar nº 176/2003-SRE/ANEEL à Nota Técnica n.º 119/2003-SRE/ANEEL 14

de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente à revisão tarifária periódica da CELPA, à abertura e realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica dessa concessionária, de forma a dar início ao cronograma de retirada gradual dos subsídios cruzados, ao longo do período de 2003 a 2007. O efeito do realinhamento sobre as tarifas de fornecimento da CELPA dos distintos subgrupos de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela IX
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da CELPA

Reposicionamento Tarifário: 27,05%	
Subgrupo	Variação
A2	29,64%
A3	28,63%
A3A	27,74%
A4	28,74%
BT	26,38%

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

47. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CELPA é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão tarifária periódica. Importa salientar que o equilíbrio obtido no ano-teste é o resultado da aplicação de metodologias que contemplem, de forma coordenada, os conceitos fundamentais de custos operacionais que atendam a critérios de eficiência e de remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço aos consumidores.
48. Para estabelecer custos operacionais que atendam a critérios de eficiência a ANEEL adotou uma metodologia não “invasiva” (“Empresa de Referência”) para apurar os custos operacionais, entendendo como tal aqueles que sejam justos que paguem os clientes nas tarifas. Nos termos desta metodologia, as decisões com relação à gestão operacional da concessionária são de sua responsabilidade exclusiva e não cabe ao Regulador validar os procedimentos adotados pela empresa para sua gestão operacional. Nos capítulos 1 e 2 do Anexo I das Notas Técnicas relativas às revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição, disponibilizadas nas respectivas audiências públicas no endereço www.aneel.gov.br, se apresentam em detalhes os argumentos pelos quais a ANEEL decidiu utilizar a metodologia de “Empresa de Referência” para determinar os custos operacionais das concessionárias de distribuição de energia elétrica nas revisões tarifárias periódicas.
49. A remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço é o resultado da aplicação do disposto na Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002. O conceito chave da Resolução nº 493/2002 é refletir apenas os investimentos prudentes na definição das tarifas dos consumidores. Trata-se dos investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço de distribuição cumprindo as condições do contrato de concessão (em particular os níveis de qualidade exigidos), avaliados a “preços de mercado” e “adaptados” através dos índices de aproveitamento definidos na referida Resolução. Tendo em vista que o valor definitivo da Base de Remuneração Regulatória depende de validação, pela ANEEL,

dos valores apresentados pela concessionária, nos termos da Resolução nº 493/2002, e que o valor definitivo da Quota de Reintegração Regulatória será estabelecido após a realização de audiência pública específica sobre a matéria, importa destacar que o percentual de reposicionamento tarifário de 27,05% deverá ser ajustado após a definição desses valores. A eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório de reposicionamento tarifário e o percentual definitivo será corrigida no reajuste tarifário anual de 7 de agosto de 2004.

50. Para o cálculo do Fator X a ANEEL está utilizando um enfoque consistente com os princípios do regime de regulação por incentivos e que assegura a manutenção, durante todo o segundo período tarifário, da condição de equilíbrio definida no reposicionamento tarifário. O componente de produtividade (X_e), calculado pela metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), pretende determinar exclusivamente os efeitos de uma maior produtividade derivados do crescimento do mercado – e não da gestão da concessionária – sobre seus custos operacionais. Com efeito, o crescimento do mercado de vendas, seja vertical (de consumo de energia elétrica dos consumidores existentes) ou horizontal (conexão de novos clientes em área servida) pode ser atendido pela concessionária com custos incrementais menores que os definidos no reposicionamento tarifário. Igualmente ao tratamento dado aos ganhos de eficiência obtidos pela concessionária durante o primeiro período tarifário, a ANEEL considera justo que a concessionária se aproprie integralmente dos ganhos de eficiência que ela for capaz de obter ao longo do segundo período tarifário, com relação aos valores de custos fixados na revisão tarifária periódica, segundo o conceito de “Empresa de Referência” (ER). Trata-se de um reconhecimento à maior eficiência da concessionária, coerente com o regime de regulação por incentivos. Entretanto, não é justo que os ganhos de produtividade – isto é, os ganhos que não decorrem da eficiência da concessionária – sejam por ela retidos. Daí o componente X_e pelo método FCD repassar integralmente tais ganhos aos clientes. Para eliminar o efeito de incertezas associadas ao comportamento do mercado no segundo período tarifário, a ANEEL adotará um mecanismo adequado e transparente que consiste em recalcular o componente X_e , mediante o método FCD, ao final do período tarifário, quando os valores reais de demanda de energia e de investimentos forem conhecidos. Eventuais diferenças entre esse valor recalculado e o aplicado durante cada reajuste do período tarifário, serão convertidas em montantes que se adicionarão (ou se deduzirão) à Parcela B a ser definida no marco da próxima revisão tarifária periódica. Além disso, em cada reajuste tarifário anual serão calculadas as diferenças entre os valores anuais acumulados do mercado de vendas previsto e do efetivamente verificado e, quando essas diferenças, em valores absolutos, resultarem superiores a 2,5% do valor acumulado do mercado de vendas previsto (na data da revisão tarifária periódica), o recálculo será efetuado antecipadamente, isto é, na data do reajuste tarifário anual da concessionária.

51. O componente de qualidade (X_c) é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do usuário do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica, ainda que o ponto de vista desse usuário seja, por definição, subjetivo. É igualmente claro o impacto econômico e institucional que exerce a opinião do usuário de um serviço sobre o prestador desse serviço, quando essa prestação está sujeita às regras da concorrência – ainda que essa opinião seja subjetiva. A ANEEL procedeu a alterações na forma de cálculo do Fator X_c , em face das contribuições recebidas nas audiências públicas, de forma que o valor do componente X_c pode resultar em punição ou em prêmio à concessionária, dependendo da avaliação do consumidor sobre o serviço prestado. Além disso, as comparações passaram a ser entre concessionárias de um mesmo grupo.

Belarmino Elias
Técnico

Ricardo Romano
Líder do Processo

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica