



**NOTA TÉCNICA Nº 048/2004–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 232/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica
AP 041/2003
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 021, de 02 de fevereiro de 2004**

Brasília, 11 de março de 2004

Em 11 de março de 2004.

Assunto: resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica CPEE - Companhia Paulista de Energia Elétrica, estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 021, de 02 de fevereiro de 2004.

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 CPEE- Companhia Paulista de Energia Elétrica, constante da Nota Técnica n.º 232/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 041/2003. 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 Homologatória ANEEL nº 021, de 02 de fevereiro de 2004.

II. VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a Audiência Pública AP 041/2003, o valor da Receita Requerida da CPEE foi alterado de **R\$ 57.901.801,14** para **R\$ 62.534.612,13**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 28.777.500,37** para **R\$ 33.022.275,15** - ou seja, uma Acréscimo de **R\$ 4.244.774,78**. Esse ajuste decorreu 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\$ 29.124.300,77** para **R\$ 29.512.336,99**, representando um incremento de **R\$ 388.036,22**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da "Empresa de

Referência" relativa à área de concessão da CPEE 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 041/2003 os custos com compra de energia da CPEE foram alterados de **R\$ 22.656.519,36** para **R\$ 25.145.763,97**, representando um incremento de **R\$ 2.489.244,62**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução Homologatória ANEEL nº 021, de 02 de fevereiro de 2004.

Tabela I
Despesas com Compra de Energia Elétrica da CPEE e respectivas Tarifas (R\$)

	Nota Técnica Nº 232/2003- SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução Homologatória ANEEL 021/2003	Tarifa R\$/MWh
CONTRATOS INICIAIS	8.921.178,15	79,40	14.499.541,88	81,11
CESP	8.921.178,15	79,40	14.499.541,88	81,11
CONTRATOS BILATERAIS	13.735.341,21	69,78	10.646.222,09	81,60
Com terceiros	3.193.415,13	48,09	-	-
A CONTRATAR	3.064.174,13	60,15	-	-
PMAE	129.241,00	8,36	-	-
Com partes relacionadas	10.541.926,08	81,64	10.646.222,09	82,45
RIO DO PEIXE	3.234.269,98	108,21	3.312.089,94	110,81
LAJEADO	7.307.656,10	73,64	7.334.132,16	73,90
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-	-
TOTAL	22.656.519,36	80,27	25.145.763,97	91,91

5. O valor da despesa com compra de energia da **CESP** foi alterado por duas razões: o valor definitivo para a tarifa de compra, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 13/2004, de 2 de fevereiro de 2004; e o aditamento ao contrato inicial levando ao novo montante de **178.761,42 MWh**. Vale ressaltar que esse aditamento substitui a exposição de energia apresentada na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL como PMAE e A CONTRATAR (mostrado na tabela acima)
6. O valor da despesa com compra de energia de **RIO DO PEIXE** foi alterado pela utilização da nova tarifa definida na Resolução Homologatória nº 19/2004, de 2 de fevereiro de 2004, em substituição ao valor utilizado na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL.

7. O valor da despesa com compra de energia de **LAJEADO** foi alterado pela utilização do IGPM efetivamente realizado em 31/1/2004 de 7,17%, em substituição ao valor de 6,79% utilizado na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL.
8. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da CPEE a título de compra de energia passou de **R\$ 22.656.519,36** para **R\$ 25.145.763,97**.

III.2 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

9. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da CPEE passou de **R\$ 6.120.981,01** para **R\$ 7.876.511,17**.

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

Encargos Tarifários	Nota Técnica nº 232/2003 – SRE/ANEEL	Resolução Homologatória ANEEL nº 021, de 02/01/2004	Diferença
Reserva Global de Reversão - RGR	453.195,13	523.951,77	70.756,64
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	78.750,07	127.027,56	48.277,49
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	1.686.254,83	2.460.024,97	773.770,14
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.107.459,71	1.531.247,93	423.788,22
Montante de Uso dos Sistema de Transmissão fora dos CI's	1.933.882,75	2.331.171,54	397.288,79
Rede Básica de Lajeado	861.438,52	903.087,40	41.648,88
Total Encargos Tarifários	6.120.981,01	7.876.511,17	1.755.530,16

10. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 026 e 027, de 23/1/2004.
11. 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 26/2004-SRE/ANEEL, de 20 de fevereiro de 2004 e mediante o Anexo III da Resolução Homologatória nº 021, de 02 de fevereiro de 2004.
12. Os valores finais da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) resultam das resoluções ANEEL nº 03/2004 e nº 12/2004, que vigoram a partir de 30 de janeiro de 2004 e 2 de fevereiro de 2004, respectivamente.
13. Os valores relativos aos encargos de Montantes de Uso de Transmissão e de Rede Básica foram alterados em virtude do acréscimo dos montantes, apresentados pela concessionária por intermédio de aditivos aos contratos de uso do Sistema de Transmissão.

14. O valor relativo aos encargos de Rede Básica de Lajeado, conforme apresentados na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL, de **6,78%**, pela variação efetiva disponível em 31/1/2004, de **7,17%**.

IV. VALORES FINAIS DA PARCELA B

15. O valor da Parcela B da CPEE, constante da Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de **R\$ 29.124.300,77**. Na Resolução Homologatória ANEEL nº 021, de 02 de fevereiro de 2004 o valor considerado foi de **R\$ 29.512.336,99**. O acréscimo de **R\$ 388.036,22** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da CPEE 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”)

16. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CPEE, apresentada na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 14.970.523,09**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da CPEE em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 184.839,08**. Conforme explicado na referida Nota Técnica, a ANEEL, como conceito de inadimplência “regulatória” permanente admitida nas tarifas, está adotando o princípio 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.

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

O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CPEE, apresentada na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 14.970.523,09**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da CPEE em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 184.839,08**. Conforme explicado na referida Nota Técnica, a ANEEL, como conceito de inadimplência “regulatória” permanente admitida nas tarifas, está adotando o princípio 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.

17. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CPEE, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 232/2003-SRE/ANEEL.

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

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	798.355	277.591	1.075.946
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	872.995	403.205	1.276.200
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	2.276.074	939.095	3.215.169
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	401.282	212.725	614.007
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	249.429	399.915	649.344
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	1.182.674	1.166.816	2.349.491
CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)		5.780.809	3.399.348	9.180.157

18. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 232/2003-SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER 63% correspondem a gastos de pessoal e 37% a materiais e serviços. Dentro do item materiais e serviços têm um peso importante os veículos e equipes especiais;
- O maior peso nos custos está nos processos de O&M, com 26% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 7%, e do P&A de Comercial com 7%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 33% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros) como consequência de possuírem a maior parte tanto do pessoal alocado como dos demais recursos envolvidos. Cerca de 55% dos custos de P&A, O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- Quanto às unidades centrais, a Presidência tem 12% dos custos totais, a Diretoria de Administração e Finanças tem 14%, a Técnica e Comercial 35%, e os escritórios comerciais 7%. As unidades centrais e regionais concentram 67% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 30% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso das anuidades dos sistemas informatizados nas diretorias.

19. É importante analisar a distribuição de pessoal entre as diferentes unidades e os Processos e Atividades 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 Processos e Atividades da "ER" relativa à CPEE

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE/ TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	18	9%
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	24	13%
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	61	32%
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	19	10%
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	23	12%
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	47	24%
QUANTIDADE TOTAL DE PESSOAL		192	100%

20. Uma conclusão importante é que os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 36% da força de trabalho (incluído atendimento comercial). Esse percentual é bastante coerente, haja visto que esses Processos e Atividades são os que exigem maior número de recursos humanos nas empresas distribuidoras de energia elétrica.

21. Corrigindo-se os resultados a preços de fevereiro de 2004, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação do IPCA, de 22,96% e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação do IGPM, de 35,14%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 27,50%.

Tabela V
Custos Operacionais da ER relativa à CPEE (R\$ de fevereiro de 2004)

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	981.639	375.135	1.356.773
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	1.073.413	544.889	1.618.302
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	2.798.606	1.269.088	4.067.694
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	493.406	287.476	780.882
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	306.692	540.444	847.136
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	1.454.188	1.576.830	3.031.018

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	CUSTOS PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)		7.107.944	4.593.862	11.701.806

22. 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). Nos gastos da "Empresa de Referência" se incluem as anuidades correspondentes aos ativos não específicos do negócio regulado (veículos, escritórios, sistemas informatizados, almoxarifados).
23. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:
- Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 5% dos investimentos estimados para o Ano Teste;
 - Crescimento Processos Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para fevereiro de 2004;
 - Crescimento Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do O&M tendo em conta o crescimento dos ativos para fevereiro de 2004;
 - Encargos de Pessoal Adicionais: considerou-se os valores informados pela Empresa para os itens reconhecidos pela ANEEL;
 - Seguros: considerou-se 0,035% do valor estimado para o Imobilizado Bruto da Empresa;
 - Geração O&M: corresponde aos custos de operação e manutenção das centrais hidrelétricas da CPEE. O custo considerado é de R\$ 12,00/Mwh.ano(dez/01). A geração anual média considerada é de 1.738 Mwh/ano;
 - Adicional Sistemas de Informática: corresponde a um sistema Mini Scada, ajuste de sistema cartográfico e manutenção de sistemas centrais;
 - Equipamentos e Ferramentas de Manutenção em Oficina: adotou-se o valor da despesa fornecido pela CPEE, para os conceitos não considerados na ER;
 - Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa fornecido pela CPEE, consistente com os valores considerados para as empresas que passaram pelo processo de revisão tarifária periódica até o momento;
 - Ouvidoria: considerou-se 4 pessoas com o salário médio da empresa, e os gastos correspondentes;
 - Subestação Móvel: adotou-se um valor estimado, consistente com os valores considerados para as empresas revisadas até o momento;
 - Seguro Acidente de Trabalho: adotou-se o valor fornecido pela CPEE;
 - Adicional por Tempo de Serviço: adotou-se o valor fornecido pela CPEE.

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

Tabela VI
Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica 232/2003-SRE/ANEEL

CPEE	Dez/01			Fev/04		
	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)	CUSTO PESSOAL (R\$)	CUSTOS MAT. E SERV. (R\$)	CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$)
Engenharia e Supervisão de Obras	113.125	48.482	161.607	139.096	65.518	204.614
Crescimento Processos Comercial	13.230	21.211	34.441	16.267	28.665	44.932
Crescimento Processos O&M	37.637	37.132	74.769	46.278	50.181	96.458
Encargos de Pessoal Adicionais	782.109	0	782.109	961.663	0	961.663
Seguros	0	35.547	35.547	0	48.039	48.039
Geração Própria	6.256	14.597	20.853	7.692	19.726	27.418
Adicional Sistemas de Informática	0	192.076	192.076	0	259.570	259.570
Equipamentos e Ferramentas	0	38.727	38.727	0	52.335	52.335
Linha Viva	133.342	181.984	315.326	163.954	245.932	409.886
Ouidoria	53.775	26.887	80.662	66.120	36.336	102.456
Subestação Móvel	42.782	64.173	106.955	52.604	86.723	139.327
Seguro Acidente de Trabalho - SAT	117.589	0	117.589	144.585	0	144.585
Adicional por Tempo de Serviço - ATS	481.951	0	481.951	592.595	0	592.595
Total de Adicionais	1.781.796	660.817	2.442.613	2.190.854	893.024	3.083.878

25. No Anexo I da Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 14.785.684,00 (valores de fevereiro de 2004), que corresponde ao valor de R\$ 11.701.806,00, mostrado na Tabela V, acrescentado de custos adicionais no valor de R\$ 3.083.878,00, indicado na Tabela VI.

26. Após a Audiência Pública AP 039/2003 foram incorporadas as seguintes alterações no levantamento do montante referente à "Empresa de Referência" :

- Os valores de IGPM e IPCA foram alterados para 37,39% e 24,26%, respectivamente, em função da apuração definitiva desses índices até o mês de janeiro de 2004;
- Foi incrementada a despesa para EPI e Ferramentas de Eletricistas Comercial;

- Foi incrementada de 5% para 10% da quantidade de faturas, a edição e distribuição de "outros documentos";
- Foi incluído um departamento de Almoxarifado.

27. Desse modo, os valores finais para a "Empresa de Referência" foram modificados conforme mostra a tabela que se segue:

Tabela VII

Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 041/2003

CPEE	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM FEVEREIRO 2004 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO
Custos Totais da ER	5.780.809	3.399.348	9.180.157	7.195.001	4.670.533	11.865.534
Adicionais	1.778.760	716.886	2.495.646	2.213.908	984.965	3.198.873
Custos Totais com Adicionais	7.559.569	4.116.233	11.675.802	9.408.909	5.655.497	15.064.407

28. Os valores finais, acrescidos do montante de **R\$ 184.839,08** a título de "inadimplência regulatória", resultaram em **R\$ 15.249.245,82**, conforme considerado na Resolução Homologatória nº 21, de 2 de fevereiro de 2003.

29. 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.

30. Considerando o total dos custos reconhecidos na "Empresa de Referência" (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 205 empregados e uma quantidade total de veículos de 43. Conseqüentemente, a "Empresa de Referência" final passou a ter uma relação de 216 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 340 por cliente.

IV.2 – TRIBUTOS

31. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 3.176.723,69**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de **R\$ 2.576.395,69**, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de **R\$ 600.328,00**. A alteração

do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para **R\$ 2.665.051,43** e o valor relativo a P&D para **R\$ 620.985,75**, totalizando **R\$ 3.286.037,18**.

V. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

32. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 232/2003-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.

$$\text{Reposicionamento Tarifário (\%)} = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Receita extra-concessão} - \text{TUSD} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita de Fornecimento Verificada (Cativo + Suprimento)}}$$

33. Em função dos ajustes mencionados na Receita Requerida, na Receita Verificada e nas receitas oriundas do uso do sistema de distribuição o índice de reposicionamento tarifário de **18,04%** apresentado na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL foi recalculado, passando a ser de **27,56%**, conforme cálculo a seguir.

$$\text{RT} = (62.534.612,13 - 0 - 0 - 436.037,61) / 48.681.890,34$$

$$\text{RT} = 27,56\%$$

34. O Regulador 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 consequências poderiam ser muito mais negativas para esses mesmos consumidores. Considerando essa realidade, a ANEEL está propondo a aplicação das tarifas resultantes da revisão tarifária periódica em etapas, de modo a atenuar o impacto sobre os consumidores e, ao mesmo tempo, manter inalterada a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão associada a essas tarifas. Este é um direito da concessionária distribuidora que o Regulador respeitará estritamente.
35. No marco do princípio do equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no contrato de concessão e com vistas ao atendimento da proposta mencionada no parágrafo anterior, a ANEEL está definindo o seguinte procedimento para aplicação do índice de reposicionamento tarifário (RT) resultante do processo de revisão tarifária periódica:
- i) quando o RT resultante da revisão tarifária for superior ao índice que resultaria da hipótese de ser calculado o reajuste tarifário anual da concessionária (IRT), as tarifas serão reposicionadas em percentuais equivalentes a este último, desde que a relação

(remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos se mantenha em um nível aceitável;

- ii) para garantir a condição de equilíbrio econômico-financeiro, a diferença entre RT e IRT será convertida em acréscimos à Parcela B a serem adicionados em cada um dos CPEE anos do próximo período tarifário, de modo que o fluxo de fundos da concessionária distribuidora durante o segundo período tarifário assegure-lhe a taxa de retorno (WACC) definida na presente revisão tarifária;
- iii) dessa forma, o reposicionamento tarifário será implementado em duas etapas. A primeira, correspondente ao percentual de IRT, será implementada em 2004; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.

36. Levando-se em conta que o índice de reposicionamento é superior ao índice estimado de reajuste tarifário anual da CPEE, de **14,13%**, então aplica-se o procedimento de parcelamento apresentado no parágrafo 33, item ii. Dessa forma, para manter a relação (remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos em nível aceitável o reajuste deve ser de **20,40%**.
37. Portanto, o reposicionamento tarifário da **CPEE** é de **20,40%**, sendo que a diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de **27,56%** e **20,40%** será acrescida à Parcela B da concessionária distribuidora em parcelas anuais, no valor estimado de **R\$ 4.752.162,87**, no próximo período tarifário, ou seja, para os anos de **2005 a 2007**.
38. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **4,00%** da quota de reintegração e a Base de Remuneração Regulatória são provisórios, devendo o valor definitivo ser estabelecido 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 da quota de reintegração e o seu valor definitivo, bem como a definição da Base de Remuneração Regulatória, será corrigida no reajuste tarifário anual da concessionária.

VI. FATOR X

39. O cálculo preliminar do *Fator* X_e para a CPEE, apresentado na Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,97%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o *Fator* X_e foi alterado para **1,49%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do *Fator* X_e depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que, conforme explicitado no parágrafo 45, 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.
40. O cálculo do *Fator* X_c será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da CPEE, nos termos do disposto na Resolução Homologatória ANEEL nº 021, de 02 de fevereiro de 2004.
41. 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 Nota Técnica Complementar nº 048/2004-SRE/ANEEL à Nota Técnica nº 232/2003-SRE/ANEEL

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 \pm 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."

42. Dessa forma, o Fator X passou a ter um terceiro componente, denominado X_a nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram os resultados da revisão tarifária periódica das concessionárias distribuidoras. Conforme disposto nestas resoluções, o valor do componente X_a será calculado em cada reajuste tarifário anual e sua metodologia de cálculo será discutida com a sociedade em audiência pública. Assim, a ANEEL disponibilizou, em 13 de novembro de 2003, na Audiência Pública AP 043/2003, a Nota Técnica nº 214/2003-SRE/ANEEL, disponível no endereço eletrônico www.aneel.gov.br. Nesta Nota Técnica a ANEEL apresenta proposta de consolidação da metodologia de cálculo do Fator X – cujo processo de discussão pública teve início em outubro de 2002, mediante a Audiência Pública AP 023/2002 – e proposta específica para o cálculo do componente X_a do Fator X. Portanto, o Fator X total será o resultado dos três componentes mencionados:

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

VII. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

43. Os componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica consistem: *i)* na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA), para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes tarifários para os itens da Parcela A; e *ii)* na Recomposição Tarifária Extraordinária para recompor a perda de receita da concessionária ocorrida durante o PERCEE, para compensar o montante relativo às variações de valores de itens da Parcela A, constantes dos contratos de concessão, no período de 01/01/2001 a 25/10/2001 e para compensar o montante relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE durante a vigência do PERCEE.
44. Em atendimento ao disposto na Portaria Interministerial nº 116, de 4/04/2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, o valor da CVA da CPEE, calculado em **R\$ 130.524,93**, não foi incorporado às tarifas em 03 de fevereiro de 2004, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.

VIII. ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

45. 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 de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente à revisão tarifária periódica da CPEE, 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 CPEE das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela VIII
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da CPEE

Reposicionamento Tarifário: 20,40%	
Grupo	Varição
A2	22,63%
A3a	19,07%
A4	19,71%
BT	20,69%

IX. CONSIDERAÇÕES FINAIS

46. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CPEE 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.

47. 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 àqueles 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.

48. A remuneração dos ativos adaptados necessários para a prestação do serviço é o resultado da aplicação do disposto na Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002 e da e da Nota Técnica n.º 178/2003-SFF/SRE/ANEEL. 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 **4,00%** 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 03 de fevereiro de 2005.
49. 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 recalculá-lo 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.
50. 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.

51. Finalmente, é importante esclarecer que a ANEEL, a partir das contribuições, críticas, sugestões e comentários recebidos desde a Audiência Pública AP 041/2003, apresentou novamente a metodologia de cálculo do Fator X para discussão pública, com vistas à sua consolidação, mediante a Audiência Pública AP 043/2002.

Belarmino Elias
Técnico

José Jurânio da Rocha
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica