



**NOTA TÉCNICA Nº 056/2004–SRE/ANEEL  
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 216/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA  
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
CAIUÁ  
AP 031/2003  
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA  
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 022, DE 2 DE FEVEREIRO DE  
2004**

**Brasília, 12 de março de 2004**

**Nota Técnica n.º 056/2004-SRE/ANEEL**  
**Complementar à Nota Técnica n.º 216/2003-SRE/ANEEL**

Em 12 de março de 2004.

**Assunto:** resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. – CAIUÁ, estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 022, de 2 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 Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. – CAIUÁ, constante da Nota Técnica n.º 216/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 031/2003. 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 022, de 2 de fevereiro de 2004.

## **II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA**

2. Após a Audiência Pública AP 031/2003, o valor da Receita Requerida da CAIUÁ foi alterado de **R\$ 158.080.474,77** para **R\$ 170.457.922,74**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 87.954.246,27** para **R\$ 95.839.485,75** - ou seja, um incremento de **R\$ 7.885.239,48**. 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\$ 70.126.228,50** para **R\$ 74.618.436,99**, representando um incremento de **R\$ 4.492.208,49**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa

de Referência" relativa à área de concessão da CAIUÁ 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 031/2003 os custos com compra de energia da CAIUÁ foram alterados de **R\$ 62.257.477,82** para **R\$ 66.605.380,30**, representando um incremento de **R\$ 4.347.902,48**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução Homologatória ANEEL nº 022/2004.

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

COMPRA DE ENERGIA	Nota Técnica nº 216/2003 SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução n.º 022, de 02/02/2004	Tarifa R\$/MWh
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>CONTRATOS INICIAIS</b>	<b>28.766.098,29</b>	<b>72,76</b>	<b>29.093.357,70</b>	<b>73,59</b>
DUKE	28.766.098,29	72,76	29.093.357,70	73,59
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>	<b>33.491.379,52</b>		<b>37.512.022,60</b>	<b>75,28</b>
<b>Com partes Relacionadas</b>	<b>14.763.946,42</b>	<b>73,64</b>	<b>37.512.022,60</b>	<b>75,28</b>
LAJEADO	14.763.946,42	73,64	14.817.141,32	73,90
USINA ALTO ALEGRE	0,00	0,00	2.989.776,00	99,50
A CONTRATAR (P MAE)	381.951,68	8,36	0,00	0,00
A CONTRATAR (R\$/MWh dos CI)	18.345.481,42	72,76	19.705.105,29	73,59
<b>TOTAL CONSIDERADO</b>	<b>62.257.477,82</b>	<b>68,13</b>	<b>66.605.380,30</b>	<b>72,89</b>

5. O valor das despesas com a compra de energia do contrato inicial com a CGEEP (DUKE), foi alterado em razão da substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL, de 6,78%, pelas tarifas homologadas na Resolução Homologatória ANEEL n.º 009, de 30/01/2004.
6. A exposição foi valorada pela tarifa média do contrato inicial de **R\$ 73,59/MWh**, totalizando a importância de R\$ 19.705.105,29 nos termos da legislação vigente.
7. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da CAIUÁ a título de compra de energia passou de **R\$ 62.257.477,82** para **R\$ 66.605.380,30**, incluindo as perdas de energia elétrica.
8. As perdas, em MWh, que não sofreram qualquer alteração em relação aos montantes da Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL.

### III.2 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

9. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da CAIUÁ passou de **R\$ 25.696.768,45** para **R\$ 29.234.105,45**.

**Tabela II**  
**Encargos Tarifários da CAIUÁ(em R\$)**

Encargo Tarifário	Nota Técnica nº 216/2003 SRE/ANEEL	Resolução ANEEL nº 022/2004	Diferença
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	5.163.821,48	7.453.553,83	2.289.732,35
Reserva Global de Reversão – RGR	906.312,63	692.833,51	-213.479,12
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	237.145,56	389.096,99	151.951,43
Operador Nacional do Sistema – ONS	58.928,58	58.928,58	0,00
Rede Básica	6.778.972,28	6.778.972,28	0,00
Transmissão Nodal	3.873.978,22	3.970.447,38	96.469,16
Conexão	3.318.955,57	3.330.913,85	11.958,28
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	3.575.994,75	4.692.369,58	1.116.374,83
Encargos com Rede Lajeado	1.782.659,39	1.866.989,45	84.330,06
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>R\$ 25.696.768,45</b>	<b>29.234.105,45</b>	<b>3.537.336,99</b>

10. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 26 e 27, de 23/01/2004.
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 216/2003-SRE/ANEEL, de 31/11/03 e mediante o Anexo da Resolução Homologatória ANEEL nº 022/2004.
12. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica no 216/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL, de 6,78%, pela variação efetiva disponível em 31/01/2004, de **7,17%**.
13. O valor relativo a Transmissão Nodal, conforme apresentados na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido ao Aditivo nºs 2 e 3 ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST nº 025/2002 para o período de 2004 a 2005.
14. O valor relativo aos encargos com Lajeado (Rede Básica e Perdas), conforme apresentados na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na referida nota, de **6,78%**, pela variação efetiva disponível em 31/01/2004, de **7,17%**.

15. O valor relativo a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme apresentados na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL foi ajustado devido a publicação da Resolução Homologatória ANEEL nº 012, de 2/02/04, que estabeleceu as quotas da CDE para o exercício de 2004.
16. O valor relativo a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, conforme apresentados na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL foi ajustado devido a publicação da Resolução Homologatória ANEEL nº 003, de 31/01/04, que estabeleceu as quotas da CCC para o exercício de 2004.

#### **IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B**

17. O valor da Parcela B da CAIUÁ, constante da Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL apresentada em Audiência Pública, era de **R\$ 70.126.228,50**. Na Resolução Homologatória ANEEL nº 022/2004 o valor considerado foi de **R\$ 74.618.436,99**. O acréscimo de **R\$ 4.492.208,49** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da CAIUÁ 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”)**

18. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CAIUÁ, apresentada na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 34.504.424,81**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da CAIUÁ em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 574.573,81**. Conforme explicado na referida Nota Técnica, a ANEEL como conceito de inadimplência “regulatória” permanente admitida nas tarifas está adotando um 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.
19. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à CAIUÁ, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 216/2003-SRE/ANEEL.

**Tabela III**  
**Custos Operacionais da ER relativa à CAIUÁ (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	1.255.261	449.233	1.704.494
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	1.837.793	983.912	2.821.705
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	5.152.513	2.463.156	7.615.669
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	1.256.049	555.423	1.811.472
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	773.768	1.630.598	2.404.366
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	2.759.861	2.978.498	5.738.359
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)</b>		<b>13.035.245</b>	<b>9.060.820</b>	<b>22.096.065</b>

20. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 216/2003-SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:

- Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER 59% correspondem a gastos de pessoal e 41% 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 8%, e do P&A de Comercial com 11%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 37% 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 53% dos custos de P&A, O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
- Quanto às unidades centrais, a Presidência tem 8% dos custos totais, a Diretoria de Administração e Finanças tem 13%, a de Distribuição e Comercial 34%, e os escritórios comerciais 8%. As unidades centrais e regionais concentram 63% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 32% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso das anuidades dos sistemas informatizados nas gerências.

21. 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 CAIUÁ**

SETORES DA EMPRESA	UNIDADES E P&A	QUANTIDADE DE PESSOAL	PESSOAL UNIDADE/ TOTAL (%)
ESTRUTURA CENTRAL	CONSELHOS E PRESIDÊNCIA	25	6%
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	51	11%
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	160	35%
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	48	11%
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	64	14%
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	106	23%
QUANTIDADE TOTAL DE PESSOAL		454	100%

22. Uma conclusão importante é que os Processos e Atividades de Operação e Manutenção e Comercial concentram 37% da força de trabalho (incluído atendimento comercial). Essa porcentagem é bastante coerente, haja vista que estes Processos e Atividades são as que exigem um maior número de recursos humanos nas empresas distribuidoras de energia elétrica.

23. 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 27,95%.

**Tabela V**  
**Custos Operacionais da ER relativa à CAIUÁ (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	1.543.439	607.092	2.150.530
	DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS	2.259.706	1.329.654	3.589.360
	DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL	6.335.407	3.328.697	9.664.104
ESTRUTURA REGIONAL	ESCRITÓRIOS COMERCIAIS	1.544.408	750.596	2.295.004
PROCESSOS E ATIVIDADES	PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL	951.406	2.203.582	3.154.988
	PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M	3.393.459	4.025.127	7.418.586
<b>CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)</b>		<b>16.027.824</b>	<b>12.244.747</b>	<b>28.272.571</b>

24. 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).

25. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica 216/2003-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 (exceto combustível) das centrais hidrelétricas da CAIUÁ. O custo considerado é de R\$ 12,00/Mwh.ano(dez/01), valor estimado geralmente para centrais do porte e antiguidade considerado. A geração anual média considerada é de 19.838 Mwh/ano;

- Edição de Faturas e Outros Documentos: adotou-se o valor da despesa correspondente à edição de uma quantidade de documentos igual ao 5% das faturas editadas;
- Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa fornecido pela CAIUÁ, que é consistente com os valores considerados para as empresas que passaram pelo processo de Revisão Tarifária Periódica até o momento;
- Subestação Móvel: adotou-se o valor da despesa fornecido pela CAIUÁ, que é consistente com os valores considerados para as empresas que passaram pelo processo de revisão tarifária periódica até o momento;
- Ouvidoria: correspondente a 4 empregados remunerados com salário meio da ER, e os gastos consequentes.

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

**Tabela VI**  
**Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica 216/2003/SRE/ANEEL**

CAIUÁ	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	318.392	136.454	454.846	391.487	184.403	575.890
Crescimento Processos Comercial	47.581	100.270	147.852	58.505	135.505	194.010
Crescimento Processos O&M	101.827	109.894	211.722	125.205	148.510	273.715
Encargos de Pessoal Adicionais	2.348.644	0	2.348.644	2.887.837	0	2.887.837
Seguros	0	86.295	86.295	0	116.618	116.618
Geração Própria	71.417	166.639	238.056	87.812	225.195	313.008
Edição de Faturas e Outros Documentos	0	12.207	12.207	0	16.496	16.496
Linha Viva	283.274	174.344	457.617	348.306	235.607	583.913
Subestação Móvel	0	352.950	352.950	0	476.975	476.975
Ouvidoria	114.848	57.424	172.272	141.214	77.602	218.817
<b>Total de Adicionais</b>	<b>3.285.984</b>	<b>1.196.477</b>	<b>4.482.461</b>	<b>4.040.367</b>	<b>1.616.913</b>	<b>5.657.280</b>

27. No Anexo I da Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 28.272.571 e custos adicionais no valor de R\$ 5.657.280, resultando um total de R\$ 33.929.851 (valores de fevereiro de 2004). De acordo com o exposto sobre o cálculo da “Empresa de Referência” e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 031/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da CAIUÁ.

- Os valores de IGPM e IPCA foram ajustados para 37,39% e 24,46%, respectivamente, em função da apuração definitiva desses índices até janeiro de 200.
- Foi incrementada a quantidade de escritórios comerciais para obter atendimento suficiente nos municípios da área de concessão. O tamanho mínimo considerado foi escritório tipo 4, com dois empregados;

ESCRITÓRIO COMERCIAL TIPO 2	ESCRITÓRIO COMERCIAL TIPO 3	ESCRITÓRIO COMERCIAL TIPO 4	TOTAL
1	4	11	16

- Foi incrementada a quantidade de técnicos e profissionais de distribuição para ter supervisão técnica descentralizada na área de concessão;
- Como consequência do aumento da quantidade de escritórios e pessoal técnico de distribuição, também incrementou-se a quantidade de veículos;
- Foi incrementada de 5% para 10% da quantidade de faturas, a edição e distribuição de "outros documentos";
- Para os sistemas, considerou-se um Scada, incrementou-se o valor do sistema cartográfico, adicionaram-se os gastos de manutenção dos sistemas centrais;
- Manutenção de Equipamentos em Oficinas, considerou-se o valor informado pela empresa;
- Foi incrementada a despesa para EPI e Ferramentas de Eletricistas Comercial
- Seguro Acidente de Trabalho – SAT
- Foram incluídos três Almoxarifados.

**Tabela VII**  
**Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 031/2003**

CAIUÁ	CUSTOS EM DEZEMBRO 2001 (R\$)			CUSTOS EM FEVEREIRO 2004 (R\$)		
	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO	PESSOAL	MAT. E SERV.	TOTAL / ANO
<b>Custos Totais da ER</b>	14.111.058	9.523.966	23.635.024	17.563.126	13.085.449	30.648.576
<b>Adicionais</b>	3.795.024	1.830.150	5.625.175	4.723.423	2.514.535	7.237.957
<b>Custos Totais com Adicionais</b>	<b>17.906.082</b>	<b>11.354.116</b>	<b>29.260.199</b>	<b>22.286.549</b>	<b>15.599.984</b>	<b>37.886.533</b>

28. Os valores finais, acrescidos do montante de **R\$ 574.573,81** a título de "inadimplência regulatória", resultaram em **R\$ 38.461.106,81**, conforme considerado na Resolução nº 22, 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 528 empregados e uma quantidade total de veículos de 106. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 347 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 207 por cliente.

## IV.2 – TRIBUTOS

31. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 8.687.793,81**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de **R\$ 7.102.633,55**, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de **R\$ 1.585.160,26**. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para **R\$ 7.540.448,77** e o valor relativo a P&D para **R\$ 1.682.871,53**, totalizando **R\$ 9.223.320,30**.

## V - RECEITA VERIFICADA

32. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 166.463.384,69** sendo **R\$ 165.189.481,98** referente ao fornecimento e **R\$ 1.273.902,71** para suprimento. Esse valor se manteve inalterado e foi resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda (fornecimento) considerado para o ano-teste, de **823.023 MWh** sendo **807.687 MWh** de fornecimento e **15.336 MWh** para suprimento, conforme previsão da concessionária.

## VI – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

33. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 216/2003-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 extraconcessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e Outras Receitas, conforme a fórmula a seguir.

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

34. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da CAIUÁ passou de **-7,25%** para **+0,47%**, conforme cálculo a seguir.

$$\text{RT} = (\text{R\$ } 170.457.922,74 - 0,00 - 1.047.529,54 - 2.170.770,00) / \text{R\$ } 166.463.384,69$$

$$\text{RT} = 0,47\%$$

35. O índice de reposicionamento tarifário é inferior ao índice estimado de reajuste tarifário anual da CAIUÁ (11,43%) de forma que não se aplica o procedimento de parcelamento apresentado no item V.1.8 da Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL.

## VIII – FATOR X

36. O cálculo preliminar do componente  $X_e$  do Fator X para a CAIUÁ, apresentado na Nota Técnica nº 216/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,78%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o componente  $X_e$  foi alterado para **1,47%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do componente  $X_e$  depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que será estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória. Assim, o valor do componente  $X_e$  será recalculado pela ANEEL por ocasião do reajuste tarifário anual da concessionária, após a determinação do reposicionamento tarifário definitivo.

37. O cálculo do *Fator  $X_c$*  será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da CAIUÁ, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 022/2004.

38. 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  $\pm$  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."

39. 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](http://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:

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

## IX – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

40. 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, quando positiva, será diferida por 12 meses. O saldo da CVA será compensado nos termos estabelecidos pela referida Portaria.
41. O valor da CVA da CAIUÁ, calculado em **R\$ 3.669.858,53**, não foi incorporado às suas tarifas na data da revisão tarifária periódica, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.

## X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

42. 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 CAIUÁ, 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 2004 a 2008. O efeito do realinhamento sobre as tarifas de fornecimento da CAIUÁ das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

**Tabela IX**  
**Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da CAIUÁ**

Reposicionamento Tarifário: 0,47%	
Grupo	Variação
A2 (88 a 138kV)	2,45%
A3 (69kV)	0,76%
A3a (30 a 44kV)	0,20%
A4 (2,3 a 25kV)	0,04%
BT (menor que 2,3kV)	0,36%

## XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

43. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a CAIUÁ 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.
44. 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](http://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.
45. 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 **0,47%** 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 3 de fevereiro de 2005.
46. 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

apropriar 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.

47. 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.
48. Finalmente, é importante esclarecer que a ANEEL, a partir das contribuições, críticas, sugestões e comentários recebidos desde a Audiência Pública AP 023/2002, apresentou novamente a metodologia de cálculo do Fator X para discussão pública, com vistas à sua consolidação, mediante a Audiência Pública AP 043/2002.

**Maurício de Oliveira Abi-Chahin**  
Técnico

**José Jurânio Rocha**  
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

**Cesar Antonio Gonçalves**  
Superintendente de Regulação Econômica