



**NOTA TÉCNICA Nº 054/2004–SRE/ANEEL  
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 236/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA  
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
ELFSM  
AP 045/2003  
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA  
RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 031, DE 5 DE FEVEREIRO DE  
2004**

**Brasília, 12 de março de 2004**

**Nota Técnica n.º 054/2004-SRE/ANEEL**  
**Complementar à Nota Técnica n.º 236/2003-SRE/ANEEL**

Em 12 de março de 2004.

**Assunto:** resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL n.º 031, de 5 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 Empresa Luz e Força Santa Maria - ELFSM, constante da Nota Técnica n.º 236/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 045/2003. 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 n.º 031, de 5 de fevereiro de 2004.

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

2. Após a Audiência Pública AP 045/2003, o valor da Receita Requerida da ELFSM foi alterado de **R\$ 59.296.045,15** para **R\$ 63.206.577,30**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 30.676.253,40** para **R\$ 32.893.990,05** - ou seja, um incremento de **R\$ 2.163.736,65**. 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\$ 28.619.791,76** para **R\$ 30.312.587,26**, representando um incremento de **R\$ 1.692.795,50**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa

de Referência" relativa à área de concessão da ELFSM 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

- Após a Audiência Pública AP 045/2003 os custos com compra de energia da ELFSM foram alterados de **R\$ 27.342.334,85** para **R\$ 28.398.755,43**, representando um incremento de **R\$ 1.056.420,58**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução Homologatória ANEEL nº 031/2004.

Tabela I

Despesas (R\$) com Compra de Energia Elétrica da ELFSM e respectivas Tarifas (R\$) **Erro! Vínculo não válido.**

- O valor das despesas com a compra de energia do contrato inicial com a ESCELSA, foi alterado em razão da substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL, de 6,78%, pelas tarifas homologadas na Resolução Homologatória ANEEL n.º 028, de 04/02/2004.
- A sobra foi valorada pela tarifa média do contrato inicial de **R\$ 92,39 MW/h**, totalizando a importância de **R\$ 952.926,09**, nos termos da legislação vigente.
- Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da ELFSM a título de compra de energia passou de **R\$ 27.342.334,85** para **R\$ 28.398.755,43**, incluindo as perdas de energia elétrica.
- As perdas em MWh não sofreram alterações em relação às constantes da Nota Técnica n.º 231/2003-SRE/ANEEL

#### III.2 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

- Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da ELFSM passou de **R\$ 3.333.918,55** para **R\$ 4.495.234,62**.

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

| Encargo Tarifário                      | Nota Técnica nº<br>236/2003<br>SRE/ANEEL | Resolução<br>ANEEL nº<br>031/2004 | Diferença   |
|--|--|-----------------------------------|-------------|
| Conta de Consumo de Combustíveis – CCC | 1.785.332,24                             | 2.405.670,67                      | 620.338,43  |
| Reserva Global de Reversão – RGR       | 292.352,86                               | 270.007,30                        | (22.345,56) |

|  |                     |                     |                     |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|
| Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE | 120.276,52          | 110.192,80          | (10.083,72)         |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE                    | 1.135.956,93        | 1.709.363,85        | 573.406,92          |
| <b>Total de Encargos Tarifários</b>                          | <b>3.333.918,55</b> | <b>4.495.234,62</b> | <b>1.161.316,07</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 36/2003-SRE/ANEEL, de 20/02/04 e mediante o Anexo a Resolução nº 031/2004.
12. O valor final da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC para o exercício de 2004, foi homologado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 3, de 30/01/2004.
13. O valor final da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o exercício de 2004, foi homologado pela Resolução Homologatória ANEEL nº 12, de 02/02/2004.

#### IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B

14. O valor da Parcela B da ELFSM, constante da Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de **R\$ 28.619.791,76**. Na Resolução Homologatória ANEEL nº 031/2004 o valor considerado foi de **R\$ 30.312.587,26**. O acréscimo de **R\$ 1.692.795,50** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da ELFSM 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”)

15. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à ELFSM, apresentada na Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 17.918.708,18**, incluindo **0,5%** do faturamento bruto realizado da ELFSM em 2002 (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 176.676,07**. 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.
16. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à SANTA MARIA, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica n.º 236/2003-SRE/ANEEL.

**Tabela III**  
**Custos Operacionais da ER relativa à SANTA MARIA (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               | 873.682              | 329.374                   | 1.203.056                 |
|                                    | DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS | 889.794              | 616.882                   | 1.506.676                 |
|                                    | DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL         | 2.492.176            | 1.396.796                 | 3.888.972                 |
| ESTRUTURA REGIONAL                 | ESCRITÓRIOS COMERCIAIS                | 700.869              | 455.393                   | 1.156.262                 |
| PROCESSOS E ATIVIDADES             | PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL   | 403.315              | 558.132                   | 961.447                   |
|                                    | PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M         | 1.143.887            | 1.141.393                 | 2.285.280                 |
| <b>CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)</b> |                                       | <b>6.503.724</b>     | <b>4.497.969</b>          | <b>11.001.693</b>         |

17. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica n.º 236/2003-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 21% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 11%, e do P&A de Comercial com 9%. Os P&A de O&M e Comercial concentram 30% 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 11% dos custos totais, a Diretoria de Administração e Finanças tem 14%, a Técnica e Comercial 35%, e os escritórios comerciais 11%. As unidades centrais e regionais concentram 70% dos custos totais (sem considerar os custos financeiros). Cerca de 36% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como consequência fundamentalmente do peso das anuidades dos sistemas informatizados nas diretorias.

18. Finalmente é importante analisar a distribuição de pessoal entre as diferentes unidades e os P&A da ER. A seguir é mostrado o quadro com 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 SANTA MARIA**

| SETORES DA EMPRESA          | UNIDADES E P&A                        | QUANTIDADE DE PESSOAL | PESSOAL UNIDADE/ TOTAL (%) |
|-----------------------------|---------------------------------------|-----------------------|----------------------------|
| ESTRUTURA CENTRAL           | CONSELHOS E PRESIDÊNCIA               | 23                    | 9%                         |
|                             | DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS | 31                    | 12%                        |
|                             | DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL         | 79                    | 31%                        |
| ESTRUTURA REGIONAL          | ESCRITÓRIOS COMERCIAIS                | 32                    | 12%                        |
| PROCESSOS E ATIVIDADES      | PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL   | 39                    | 15%                        |
|                             | PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M         | 53                    | 21%                        |
| QUANTIDADE TOTAL DE PESSOAL |                                       | <b>257</b>            | <b>100%</b>                |

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

20. 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 27,94%.

**Tabela V**  
**Custos Operacionais da ER relativa à SANTA MARIA (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               | 1.074.259            | 445.114                   | 1.519.373                 |
|                    | DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO E FINANÇAS | 1.094.069            | 833.651                   | 1.927.720                 |

| SETORES DA EMPRESA                 | UNIDADES E P&A                      | CUSTOS PESSOAL (R\$) | CUSTOS MAT. E SERV. (R\$) | CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$) |
|------------------------------------|-------------------------------------|----------------------|---------------------------|---------------------------|
|                                    | DIRETORIA TÉCNICA E COMERCIAL       | 3.064.320            | 1.887.624                 | 4.951.943                 |
| ESTRUTURA REGIONAL                 | ESCRITÓRIOS COMERCIAIS              | 861.772              | 615.415                   | 1.477.187                 |
| PROCESSOS E ATIVIDADES             | PROCESSOS E ATIVIDADES DE COMERCIAL | 495.907              | 754.257                   | 1.250.164                 |
|                                    | PROCESSOS E ATIVIDADES DE O&M       | 1.406.496            | 1.542.472                 | 2.948.968                 |
| <b>CUSTOS TOTAIS POR ANO (R\$)</b> |                                     | <b>7.996.823</b>     | <b>6.078.533</b>          | <b>14.075.356</b>         |

21. 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).

22. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica n.º 236/2003-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;
- Adicional Sistemas de Informática: corresponde a um sistema Mini Scada, adequação do valor do sistema cartográfico e manutenção de sistemas centrais;
- Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor da despesa fornecido pela SANTA MARIA, que é consistente com os valores considerados para as empresas que passaram pelo processo de Revisão Tarifária Periódica até o momento;

- Geração O&M: corresponde aos custos de operação e manutenção das centrais hidrelétricas da SANTA MARIA. O custo considerado é de R\$ 12/MWh.ano (dez/01), valor estimado geralmente para centrais do porte e antiguidade considerado. A geração anual média considerada é de 12.525MWh/ano;
- Correção de vão médio: modificaram-se os valores de vãos médios de 13,8 Kv para 30 metros em linhas urbanas e 139 metros para linhas rurais;
- Ouvidoria: adotou-se o valor do custo anual de 4 empregados com as despesas correspondentes.

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

**Tabela VI**  
**Custos adicionais da Empresa de Referência constantes da Nota Técnica 236/2003/SRE/ANEEL**

| SANTA MARIA                       | 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  | 177.604             | 76.116                    | 253.720                   | 218.378             | 102.863                   | 321.240                   |
| Crescimento Processos Comercial   | 32.192              | 44.549                    | 76.741                    | 39.583              | 60.204                    | 99.786                    |
| Crescimento Processos O&M         | 54.782              | 54.663                    | 109.445                   | 67.359              | 73.871                    | 141.230                   |
| Encargos de Pessoal Adicionais    | 423.392             | 0                         | 423.392                   | 520.593             | 0                         | 520.593                   |
| Seguros                           | 0                   | 37.085                    | 37.085                    | 0                   | 50.116                    | 50.116                    |
| Adicional Sistemas de Informática | 0                   | 205.071                   | 205.071                   | 0                   | 277.131                   | 277.131                   |
| Linha Viva                        | 108.222             | 28.165                    | 136.387                   | 133.068             | 38.062                    | 171.130                   |
| Geração                           | 45.090              | 105.210                   | 150.300                   | 55.442              | 142.181                   | 197.622                   |
| Correção de vão médio             | 105.565             | 70.377                    | 175.942                   | 129.800             | 95.107                    | 224.907                   |
| Ouvidoria                         | 99.674              | 49.837                    | 149.511                   | 122.557             | 67.349                    | 189.906                   |
| <b>Total de Adicionais</b>        | <b>1.046.522</b>    | <b>671.072</b>            | <b>1.717.595</b>          | <b>1.286.779</b>    | <b>906.884</b>            | <b>2.193.662</b>          |

24. No Anexo I da Nota Técnica n 236/2003-SRE/ANEEL apresentaram-se custos da ER no valor de R\$ 14.075.356,00 e custos adicionais no valor de R\$ 2.193.662,00, resultando um total de R\$ 16.269.018,00 (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 045/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da SANTA MARIA.

- O valores de IGPM e de IPCA foram ajustados para 37,39% e 24,46%, respectivamente, em função da apuração definitiva desses índices até o mês de janeiro de 2004;
- Ajustou-se a quantidade de transformadores de MT/BT ao valor real da empresa;
- Os escritórios comerciais tipo 5 foram substituídos por tipo 4, de dois empregados;
- Foi incrementada de 5% para 10% da quantidade de faturas, a edição e distribuição de "outros documentos";
- Foram incluídos dois Almojarifados.

**Tabela VII**  
**Resumo dos Custos Operacionais da Empresa de Referência após a Audiência Pública AP 045/2003**

| SANTA MARIA                          | DEZEMBRO 2001       |                           |                           | FEVEREIRO 2004      |                           |                           |
|--------------------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
|                                      | CUSTO PESSOAL (R\$) | CUSTOS MAT. E SERV. (R\$) | CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$) | CUSTO PESSOAL (R\$) | CUSTOS MAT. E SERV. (R\$) | CUSTOS TOTAIS / ANO (R\$) |
| Custos Totais ER / Ano (R\$)         | 7.014.285           | 4.902.628                 | 11.916.914                | 8.730.230           | 6.735.964                 | 15.466.194                |
| Custos Totais Adicionais (ver 6.3.1) | 1.024.630           | 728.227                   | 1.752.857                 | 1.275.291           | 1.000.547                 | 2.275.838                 |
| Custos Totais com Adicionais (R\$)   | <b>8.038.915</b>    | <b>5.630.855</b>          | <b>13.669.770</b>         | <b>10.005.521</b>   | <b>7.736.511</b>          | <b>17.742.032</b>         |

25. Os valores finais, acrescidos do montante de **R\$ 176.676,07** a título de "inadimplência regulatória", resultaram em **R\$ 17.918.708,18**, conforme considerado na Resolução Homologatória ANEEL n 31, de 5 de fevereiro de 2004.
26. 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.

27. Considerando o total dos custos reconhecidos na “Empresa de Referência” (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 303 empregados e uma quantidade total de veículos de 64. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 210 clientes/empregado e um custo operativo de distribuição e comercialização de R\$ 278 por cliente.

## IV.2 – TRIBUTOS

28. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 3.317.356,62**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de **R\$ 2.727.106,23**, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de **R\$ 590.250,39**. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para **R\$ 2.907.782,72** e o valor relativo a P&D para **R\$ 629.355,71**, totalizando **R\$ 3.537.138,43**.

## V - RECEITA VERIFICADA

29. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 51.583.907,06**. 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 **276.755 MWh**, conforme previsão da concessionária.

## VI – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

30. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 236/2003-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.

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

31. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da ELFSM passou de **14,43%** para **22,01%**, conforme cálculo a seguir.

$$\text{RT} = (63.206.577,30 - 271.006,18) / 51.583.907,06$$

**RT = 22,01%**

32. 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 conseqüências 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.
33. 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;
  - 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 três 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 07/02/04; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.
34. Nos termos da equação apresentada no item 30, para que a SANTA MARIA tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser reposicionadas em **22,01%**.
35. Esse reposicionamento de **22,01%** assegura, no momento da revisão tarifária periódica, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a SANTA MARIA é titular. Com a aplicação das regras de reajuste tarifário anual esse equilíbrio deverá ser mantido até a próxima revisão tarifária.
36. No entanto, verificou-se que a aplicação do índice de reajuste tarifário anual estimado da concessionária, de **11,12%**, não resultou em uma relação (remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos em nível aceitável. Assim, de acordo com o item 31, as tarifas de energia elétrica da SANTA MARIA serão reposicionadas, em 07/02/2004, em **15,02%**, sendo que a diferença de receita resultante da aplicação dos percentuais de **22,01%** e **15,02%** será acrescida à Parcela B da concessionária distribuidora

em parcelas anuais, no valor estimado de **R\$ 4.942.734,20**, no próximo período tarifário, ou seja, para os anos de 2005 a 2007.

## VIII – FATOR X

37. O cálculo preliminar do componente  $X_e$  do Fator X para a ELFSM, apresentado na Nota Técnica nº 236/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,05%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o componente  $X_e$  foi alterado para **1,10%**. 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.
38. O cálculo do *Fator  $X_c$*  será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da ELFSM, nos termos do disposto na Resolução Homologatória ANEEL nº 031/2004.
39. 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.”*
40. 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, realizada em 5 de fevereiro de 2004 no auditório da ANEEL, em Brasília. 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

41. 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.

42. O valor da CVA provisória da ELFSM, calculado em **R\$ 7.074,40 (positiva)**, que representaria um incremento no índice de reposicionamento de **0,01%**, não foi incorporado às tarifas em 07/02/2004, em atendimento ao disposto na Portaria Interministerial no 116, de 4/04/2003, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.
43. O valor do PERCEE de **R\$ 165,98**, não foi incorporado às tarifas da SANTA MARIA em 7/02/2004, correspondente ao saldo em dezembro de 2003, conforme dispõe o Memorando nº 29/2004-SFF/ANEEL, de 30 de janeiro de 2004, em razão da SFF não ter apurado ainda o valor do mês de janeiro/2004. O valor final a ser apurado pela SFF será considerado no reajuste tarifário de 2005.

## X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

44. 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 ELFSM, 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 ELFSM das distintas classes de consumidores, promovido juntamente com a revisão tarifária periódica, está apresentado a seguir.

Tabela IX  
Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da ELFSM

| Reposicionamento Tarifário: 15,02% |          |
|------------------------------------|----------|
| Grupo                              | Variação |
| A2                                 | 18,59%   |
| A3                                 | 16,47%   |
| A3a                                | 15,45%   |
| A4                                 | 18,55%   |
| BT                                 | 14,14%   |

## XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

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

46. 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.
47. 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 **22,01%** 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 fevereiro de 2005.
48. 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.

49. 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.
50. 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.

**Leonardo dos Santos Macieira**  
Técnico

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

**Cesar Antonio Gonçalves**  
Superintendente de Regulação Econômica