



**NOTA TÉCNICA Nº 249/2003–SRE/ANEEL
COMPLEMENTAR À NOTA TÉCNICA Nº 183/2003–SRE/ANEEL**

**1ª REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA
DA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
BANDEIRANTE ENERGIA S/A - BANDEIRANTE
AP 026 / 2003
RESULTADOS ESTABELECIDOS PELA
RESOLUÇÃO ANEEL Nº 566, DE 22 DE OUTUBRO DE 2003**

Brasília, 8 de dezembro de 2003

Nota Técnica n.º 249/2003-SRE/ANEEL
Complementar à Nota Técnica n.º 183/2003-SRE/ANEEL

Em 8 de dezembro de 2003.

Assunto: resultados da revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Bandeirante Energia S/A - BANDEIRANTE, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 566, de 22 de outubro de 2003.

I - OBJETIVO

1. A presente Nota Técnica apresenta as alterações realizadas pela ANEEL na proposta preliminar de revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Bandeirante Energia S/A - BANDEIRANTE, constante da Nota Técnica n.º 183/2003-SRE/ANEEL, disponibilizada na Audiência Pública AP 026/2003. Tais alterações expressam o resultado da análise das contribuições recebidas na referida Audiência Pública, bem como a substituição, por valores definitivos, de valores anteriormente previstos para determinados itens da Parcela A da Receita Requerida. Os resultados decorrentes das alterações aqui apresentadas resultaram nas tarifas estabelecidas mediante a publicação da Resolução ANEEL nº 566, de 22 de outubro de 2003.

II – VALORES FINAIS DA RECEITA REQUERIDA

2. Após a audiência pública AP 026/2003, o valor da Receita Requerida da BANDEIRANTE foi alterado de **R\$ 1.969.795.244,21** para **R\$ 1.954.490.311,50**. A Parcela A, composta pelos custos com compra de energia e com encargos tarifários, teve seu valor alterado de **R\$ 1.267.769.246,47** para **R\$ 1.244.182.781,92**, ou seja, uma redução de **R\$ 23.586.464,55**. 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\$ 702.025.997,75** para **R\$ 710.307.529,58**, representando um incremento de **R\$ 8.281.531,83**, em função de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da BANDEIRANTE 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 026/2003 os custos com compra de energia da BANDEIRANTE foram alterados de **R\$ 904.062.707,71** para **R\$ 876.027.354,95**, representando uma redução de **R\$ 28.035.352,76**. Na tabela a seguir apresentam-se as diferenças, por contrato de compra de energia, entre os valores preliminares apresentados na Nota Técnica no 183/2003-SRE/ANEEL e os valores definitivos considerados pela Resolução ANEEL nº 566/2003.

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

COMPRA DE ENERGIA	Nota Técnica nº 183/2003 SRE/ANEEL	Tarifa R\$/MWh	Resolução ANEEL nº 566/2003	Tarifa R\$/MWh
ITAIPU	370.820.602	93,27	353.948.265	88,99
CONTRATOS INICIAIS	465.210.565	80,03	514.730.292	80,18
CESP	130.555.838	76,57	199.143.150	76,55
DUKE	39.284.739	76,66	40.562.740	77,39
AES TIETÊ	49.533.689	75,49	51.203.203	76,30
FURNAS	167.580.812	87,98	175.036.005	89,91
EMAE	29.761.418	74,87	48.785.195	72,14
ADITIVOS AOS " CI "	48.494.069	76,14	0	0,00
CONTRATOS BILATERAIS	75.388.689	96,15	9.409.343	74,47
Parte Relacionada	75.388.689	96,15	9.409.343	74,47
LAJEADO	8.449.778	74,06	8.523.964	74,71
INVESTICO	877.685	71,55	885.379	72,17
FAFEN	66.061.226	100,44	0	0,00
SOBRAS	7.357.149	96,15	2.060.544	74,47
TOTAL	904.062.707,71	86,13	876.027.354,95	83,66

5. A alteração do valor da energia elétrica adquirida de Itaipu Binacional se deve à substituição da taxa de câmbio de **R\$ 3,00/US\$**, prevista na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, para o valor efetivamente vigente na data de 17 de outubro de 2003, de **R\$ 2,8635/US\$**.
6. O valor das despesas com a compra de energia dos contratos iniciais (com a CESP, DUKE, AES TIETÊ, FURNAS e MAE), foi alterado em razão da substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, de **20,36%**, pela variação efetiva disponível em 30/09/2003, de **21,42%**. No caso específico da CESP e da EMAE, o valor das despesas foi também alterado devido aos aditamentos nºs 05 e 03, respectivamente, aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, com base no Art. 27, parágrafo 7º, da Lei nº 10.438, de 26/04/02, com a redação dada pela Lei nº 10.604, de 17/12/02, que permitiu à BANDEIRANTE contratar o montante de energia necessário para atendimento ao mercado, de forma a evitar a exposição apresentada na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, no valor de **R\$ 48.494.068,72**.

7. Os valores das despesas com compra de energia dos contratos bilaterais com terceiros e com parte relacionada (LAJEADO, INVESTICO), foram alterados em razão da substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, de **20,36%**, pela variação efetiva disponível em 30/09/2003, de **21,42%**. O montante adquirido mediante o contrato com a FAFEN (não registrado na ANEEL) foi substituído pelos aditivos aos contratos iniciais firmados com a CESP e com a EMAE.
8. Os Valores das despesas com as sobras de energia passaram de **R\$ 7.357.149,08** para **R\$ 2.060.543,93**, em razão do contrato com a FAFEN, não registrado na ANEEL, ter sido substituído pelos aditivos aos contratos iniciais firmados com a CESPE e com a EMAE.
9. O percentual de perdas de **13,60%**, constante da Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, foi alterado para **13,55%** devido à atualização das perdas da Rede Básica de **2,77%**, constante da Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL para **2,73%**, correspondente à média de janeiro a agosto de 2003.
10. Com base no exposto, o valor considerado na Receita Requerida da BANDEIRANTE a título de compra de energia passou de **R\$ 904.062.707,71** para **R\$ 876.027.354,95**, incluindo as perdas de energia elétrica.

III.2 – PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

11. Nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias distribuidoras com data contratual de revisão estabelecida para o mês de abril/2003, as perdas de Rede Básica foram consideradas no montante de 2,5% – que corresponde ao valor homologado pela ANEEL quando da separação das atividades de geração, transmissão e distribuição (desverticalização) – e as perdas de Itaipu não foram consideradas.
12. Posteriormente, a ANEEL passou a adotar, para as perdas de Rede Básica, o conceito estabelecido na Resolução ANEEL nº 40, de 30/01/03, onde os fatores de perda associados aos agentes de geração e de consumo passaram a ser considerados em um único mercado para todo o sistema interligado. Dessa forma a perda da Rede Básica para todo o sistema interligado passou a ser única e no valor de 2,73%, conforme apurado pelo MAE no período de janeiro/2003 a agosto/2003.
13. As perdas de energia elétrica relativas à energia de Itaipu passaram a ser reconhecidas para cada concessionária cotista de Itaipu, em valor equivalente ao valor médio das perdas de Rede Básica para atendimento a cotista, obtido a partir do histórico de perdas contabilizado pelo MAE.
14. Quanto às perdas de distribuição, é importante destacar inicialmente que, se o Regulador não fixar um patamar máximo admitido de tais perdas e permitir o repasse das perdas informadas pelas concessionárias distribuidoras para a Parcela A, sem limitações, estaria incorrendo em uma conduta duplamente negativa. Com efeito, por um lado, estaria convalidando uma gestão ineficiente do setor e, por outro, prejudicaria os consumidores que cumprem suas obrigações, que estariam vendo refletidas nos valores de suas tarifas as perdas causadas por aqueles que não cumprem regularmente essas obrigações, e que incorrem em fraude ou uso irregular da energia.
15. Conforme esclarecido na seção IV.4 da Nota Técnica nº 183/2003/SRE/ANEEL, há necessidade de se definir um tratamento regulatório para as perdas de energia elétrica. É reconhecido que a concessionária distribuidora não possui controle sobre os custos da Parcela A, embora se possa admitir que ela possui

certa capacidade para negociar os preços de compra de energia elétrica, dadas as condições e restrições determinadas pela legislação vigente. No entanto, é lícito afirmar que a concessionária possui uma forte capacidade de gestão sobre as perdas de energia elétrica (técnicas e não técnicas), que influem na quantidade de energia elétrica comprada considerada para o cálculo da Parcela A. O Regulador do serviço de distribuição deve transmitir sinais de eficiência em todos os temas relacionados à sua esfera de competência. Em particular, é importante considerar que um nível elevado de perdas se traduz na necessidade de incrementar a energia elétrica disponível na atividade de geração. A experiência dos países da América Latina que realizaram reformas no setor elétrico na década de 90 mostra que, com um enfoque regulatório que proporcione incentivos adequados para a eficiência de gestão, podem se obter resultados excelentes no esforço de redução de perdas no serviço de distribuição, com inquestionáveis benefícios para as concessionárias, seus consumidores e para a sociedade em seu conjunto.

16. O tratamento regulatório sobre este tema, a ser implementado pela ANEEL, encontra-se na seção V.1.3.3 da Nota Técnica nº 183/2003/SRE/ANEEL. Consistentemente com estes princípios, a ANEEL efetuou, para a determinação das perdas de distribuição consideradas como ponto de partida (isto é, no ano-teste), uma análise do histórico de tais perdas e arbitrou um valor que considerou consistente com esse histórico. Em alguns casos, valor informado pela concessionária demonstrou-se consistente. Nos casos em que as perdas informadas não eram consistentes com o histórico de perdas, foi arbitrado um montante considerado adequado. Até que se concluem os estudos técnicos sobre perdas de energia elétrica mencionados nas Notas Técnicas apresentadas em audiência pública, o montante de 1.252.440 MWh considerado para as perdas da BANDEIRANTE não será revisto. Esse montante corresponde a 13,55% sobre o mercado de vendas de 9.243.376 MWh.

III.3 – ENCARGOS TARIFÁRIOS

17. Conforme se observa na tabela a seguir, o valor dos Encargos Tarifários considerados na Receita Requerida da BANDEIRANTE passou de **R\$ 363.706.538,76** para **R\$ 368.155.426,97**.

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

Encargo Tarifário	Nota Técnica nº 183/2003 SRE/ANEEL	Resolução ANEEL nº 566/2003	Diferença
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	73.706.656,31	73.706.656,31	0,00
Reserva Global de Reversão – RGR	14.056.746,00	16.709.187,07	2.652.441,07
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	3.155.979,00	2.897.937,92	(258.041,08)
Operador Nacional do Sistema – ONS	115.892,82	115.892,82	0,00
Rede Básica	96.805.804,59	96.805.804,59	0,00
MUST Contratos Iniciais	38.427.943,88	38.427.943,88	0,00
MUST Itaipu	6.854.060,76	6.854.060,76	0,00
Conexão	55.782.611,46	57.837.099,68	2.054.488,22
Transporte de Itaipu	19.545.886,41	19.545.886,41	0,00
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	49.954.164,50	49.954.164,50	0,00
Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD	5.300.793,03	5.300.793,03	0,00
Total de Encargos Tarifários	363.706.538,76	368.155.426,97	4.448.888,21

18. O valor final da Reserva Global de Reversão (RGR) é o resultado do cálculo atualizado pela ANEEL, constante dos Despachos SFF/ANEEL nºs 754 e 755, de 16/10/2003.

19. 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 185/2003-SRE/ANEEL, de 17/09/03 e mediante o Anexo V da Resolução nº 566, de 22/10/2003.

20. O valor relativo aos encargos de conexão, conforme apresentados na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, foi ajustado devido à substituição da variação do IGP-M prevista na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL, de **20,36%**, pela variação efetiva disponível em 30/09/2003, de **21,42%**, acrescido de ajustes na reclassificação das instalações de transmissão da Rede Básica, conforme consta da Res. ANEEL nº 306, de 30/06/03.

IV – VALORES FINAIS DA PARCELA B

21. O valor da Parcela B da BANDEIRANTE, constante da Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL apresentada em audiência pública, era de **R\$ 702.025.997,75**. Na Resolução ANEEL nº 566/2003 o valor considerado foi de **R\$ 710.307.529,58**. O acréscimo de **R\$ 8.281.531,83** decorreu de alterações no valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” relativa à área de concessão da BANDEIRANTE 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”)

22. O valor dos custos operacionais da “Empresa de Referência” (ER) relativa à BANDEIRANTE, apresentada na Nota Técnica no 183/2003-SRE/ANEEL, era de **R\$ 186.790.023,58**, incluindo 0,5% do faturamento bruto realizado da BANDEIRANTE (exclusive ICMS), a título de “inadimplência regulatória”, no valor de **R\$ 7.199.675,58**.
23. A tabela a seguir apresenta o resumo dos custos totais anuais que correspondem à gestão da “Empresa de Referência” (ER) relativa à BANDEIRANTE, a preços de dezembro de 2001, conforme apresentado na Nota Técnica 183/2003/SRE/ANEEL.

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

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Pessoal	Mat. e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	3.438.925	1.716.385	5.155.310
	Diretoria de Administração	2.204.540	4.148.601	6.353.141
	Gerência de Rh	900.153	138.953	1.039.106
	Gerência de Sistemas	1.480.308	3.467.109	4.947.416
	Diretoria de Finanças	2.047.623	275.835	2.323.458
	Diretoria de Distribuição	6.720.211	6.880.100	13.600.311
	Diretoria Comercial	6.131.252	7.225.008	13.356.260
Estrutura Regional	Gerências Regionais	8.567.963	2.168.851	10.736.814
	Escritórios Comerciais	6.674.358	2.421.397	9.095.754
Processos e Atividades	Processos e Atividades Comerciais	5.616.001	11.882.223	17.498.224
	Processos e Atividades de O&M	17.228.918	16.535.733	33.764.651
Custos Totais por ano (R\$)		61.010.251	56.860.194	117.870.446

24. Da análise da tabela e das informações já apresentadas no Anexo I da Nota Técnica 183/2003/SRE/ANEEL, pode ser observado o seguinte:
- i) Do total de custos de Distribuição e Comercialização da ER, 52% correspondem a gastos de pessoal e 48% a materiais e serviços. Dentro do item materiais e serviços têm um peso importante os veículos e equipes especiais;
 - ii) O maior peso nos custos está nos processos e atividades (P&A) de O&M, com 29% do total, seguido do atendimento ao cliente e atividades de serviço técnico (escritórios comerciais) com 8%, e dos processos do ciclo comercial com 15%. Os processos de O&M e Comercial concentram 43% dos custos totais, como consequência de possuírem a maior parte tanto do pessoal alocado como dos demais recursos envolvidos. Cerca de 52% dos custos dos P&A de O&M e Comercial correspondem a gastos de pessoal;
 - iii) Quanto às unidades centrais e regionais, Administração têm 5% dos custos totais, Financeira têm 2% dos custos totais, Distribuição 12%, Comercialização 11%, as gerências regionais 17% e os Conselhos e Presidência 4%. As unidades centrais e regionais concentram 57% dos custos totais. Cerca de 43% dos custos destas unidades correspondem a materiais e serviços, como

conseqüência fundamentalmente do peso importante das anuidades dos sistemas informatizados nas gerências das diretorias.

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

Tabela IV
Distribuição de Pessoal entre Setores e P&A da "ER" relativa à BANDEIRANTE

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Quantidade de Pessoal	Pessoal Unidade/ Total (%)
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	48	3%
	Diretoria de Administração	51	3%
	Gerência de Rh	23	1%
	Gerência de Sistemas	35	2%
	Diretoria de Finanças	41	2%
	Diretoria de Distribuição	124	6%
	Diretoria Comercial	252	13%
Estrutura Regional	Gerências Regionais	204	11%
	Escritórios Comerciais	244	13%
Processos e Atividades	Processos e Atividades de Comercial	361	19%
	Processos e Atividades de O&M	532	28%
Quantidade Total de Pessoal		1.915	100%

26. Uma primeira conclusão importante é que a ER apresentada originalmente tem uma relação de 823 clientes/empregado, valor razoável para uma empresa distribuidora de energia elétrica. A quantidade de pessoal considerada no desenho original da "Empresa de Referência" baseia-se na premissa de que a totalidade dos processos e as atividades desempenhadas pela ER são realizadas com recursos próprios, isto é, não há terceirização de atividades.
27. A outra conclusão importante é que os P&A de Operação e Manutenção e Comercial concentram 47% da força de trabalho. Esta percentagem é muito lógica, dado que os P&A são os grandes consumidores de recursos humanos nas empresas distribuidoras de energia elétrica.
28. Corrigindo-se os resultados para preços de outubro de 2003, obtêm-se os resultados a seguir. O custo de pessoal foi corrigido pela variação efetiva do IPCA, de 20,22%, e o custo de Materiais e Serviços foi corrigido pela variação efetiva do IGPM, de 34,50%. Observa-se que os custos totais aumentaram em 28,10%. Na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL se utilizaram valores projetados os dois últimos meses da variação do IGP-M (33,44%) e do IPCA (22,11%).

Tabela V
Custos Operacionais da ER relativa à BANDEIRANTE (R\$ de outubro de 2003)

Setores da Empresa	Unidades e P&A	Pessoal	Mat. e Serviços	Total / Ano
Estrutura Central	Conselhos e Presidência	4.203.054	2.308.538	6.511.592
	Diretoria de Administração	2.694.389	5.579.869	8.274.257
	Gerência de Rh	1.100.167	186.892	1.287.059
	Gerência de Sistemas	1.809.232	4.663.261	6.472.493
	Diretoria de Finanças	2.502.605	370.998	2.873.603
	Diretoria de Distribuição	8.213.442	9.253.734	17.467.176
	Diretoria Comercial	7.493.616	9.717.636	17.211.252
Estrutura Regional	Gerências Regionais	10.471.764	2.917.104	13.388.868
	Escritórios Comerciais	8.157.400	3.256.778	11.414.179
Processos e Atividades	Comercial	6.863.876	15.981.590	22.845.466
	Operação e Manutenção	21.057.184	22.240.561	43.297.745
Custos Totais / Ano		74.566.730	76.476.961	151.043.691

29. A modificação do valor final em relação à Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL deve-se às correções efetuadas nos Sistemas Informatizados e nos vãos de linhas de 138 kV, 13,8 kV e Baixa Tensão (BT); à inclusão de reguladores de transformadores, religadores, reguladores de série e seccionadores de fusíveis de redes; ao incremento de seis operadores no Centro de Operação de Distribuição (COD); à correção do comprimento das redes de Baixa Tensão (- 762 km); à correção do comprimento das redes de Média Tensão (+ 76 km); à correção da quantidade de clientes cadastrados; e à inclusão de bancos de capacitores.

30. 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).

31. Os itens complementares incluídos no cálculo dos custos da "Empresa de Referência" apresentada na Nota Técnica 183/2003/SRE/ANEEL, bem como outros conceitos, são os seguintes:

- i) Engenharia e Supervisão de Obras: considerou-se um valor correspondente a 5% dos investimentos anuais;
- ii) Manutenção em Linha Viva: adotou-se o valor de despesa de pessoal fornecido pela BANDEIRANTE, que é consistente com os valores das empresas revisadas até o momento, e estimaram-se custos de materiais e serviços em 30% do total;
- iii) Crescimento Processos Comercial: ajustaram-se os gastos correspondentes a processos comerciais tendo em conta o crescimento previsto da quantidade de clientes para outubro de 2003 (6,67%);
- iv) Crescimento Processos O&M: ajustaram-se os gastos correspondentes aos processos do O&M tendo em conta o crescimento dos ativos para outubro de 2003 (3,76%);
- v) Encargos de Pessoal Adicionais: reconheceu-se o montante de encargos adicionais sobre o salário base, de acordo com o critério estabelecido pela ANEEL. Os custos reconhecidos foram

despesas com Fundação, Sistema Odontológico, Vale Refeição, Plano de Saúde, Seguro de Vida, Transporte de Empregados e Outros Benefícios.

- vi) Seguros: foi adicionado o montante correspondente a 0,035% do valor dos ativos da rede, a título de seguros de instalações, que é uma exigência dos contratos de concessão.
- vii) Rodízio de Pessoal: considerou-se que 80% do pessoal envolvido com as tarefas de Operação e Manutenção realizam regime de rodízio, por isso sua disponibilidade total de horas diminui. Conseqüentemente, foi necessário incrementar em 9% o pessoal envolvido para completar as horas anuais de trabalho necessárias para a realização das tarefas de O&M da ER.
- viii) Iluminação Pública: consideraram-se os custos da ER para os 238.539 pontos de iluminação pública informados pela BANDEIRANTE.

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

Tabela VI
Custos adicionais da ER constantes da Nota Técnica 183/2003/SRE/ANEEL (R\$)

BANDEIRANTE	Custos em dezembro/2001			Custos em outubro/2003		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / ano
Engenharia e Supervisão de obras	3.760.212	1.476.879	5.237.092	4.595.732	1.986.403	6.582.135
Manutenção em Linha Viva	1.864.206	674.276	2.538.482	2.278.433	906.901	3.185.334
Crescimento Processos Comercial	374.777	792.946	1.167.723	458.052	1.066.512	1.524.565
Crescimento Processos O&M	648.113	622.037	1.270.150	792.124	836.640	1.628.764
Encargos de pessoal adicionais	9.998.817	0	9.998.817	12.220.554	0	12.220.554
Seguros	0	1.150.526	1.150.526	0	1.547.458	1.547.458
Rodízio de Pessoal	1.240.482	0	1.240.482	1.516.117	0	1.516.117
Iluminação Pública	1.918.232	1.716.591	3.634.823	2.344.463	2.308.815	4.653.278
Total de Adicionais	19.804.841	6.433.255	26.238.096	24.205.476	8.652.728	32.858.204

33. De acordo com o exposto sobre o cálculo da "Empresa de Referência" e os ajustes complementares efetuados após a Audiência Pública AP 026/2003, apresenta-se o seguinte resumo final de custos operacionais da BANDEIRANTE. A modificação do valor em relação à NT da AP se deve principalmente às correções nos adicionais de pessoal e no incremento na quantidade de pontos de iluminação pública.

Tabela VII
Resumo dos Custos Operacionais da ER após a Audiência Pública AP 026/2003 (R\$)

BANDEIRANTE	Custos em dezembro/2001			Custos em outubro/2003		
	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / ano	Pessoal	Materiais e Serviços	Total / ano
Custos Totais/Ano	61.010.251	56.860.194	117.870.446	74.566.730	76.476.961	151.043.691
Adicionais	19.804.841	6.433.255	26.238.096	24.205.476	8.652.728	32.858.204
Custos Totais com Adicionais	80.815.092	63.293.449	144.108.541	98.772.206	85.129.689	183.901.896

34. O valor final, acrescido do montante de **R\$ 7.199.675,58**, a título de “inadimplência regulatória”, resulta no valor de **R\$ 191.101.571,58** considerado na Resolução nº 566, de 22 de outubro de 2003.
35. 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.
36. Considerando o total dos custos reconhecidos na “Empresa de Referência” (Tabela VII), obteve-se uma quantidade total de pessoal de 2.223 empregados, uma quantidade total de veículos de 316, uma anualidade de sistemas de informação corporativos (excluídos PC’s) de R\$ 21.962.246,00 e uma quantidade total de escritórios comerciais de 16. A “Empresa de Referência” final está desenhada para atender os 1.340.207 clientes (outubro de 2003), por isso o custo operativo de Distribuição e Comercialização é de R\$ 137,00 por cliente. Conseqüentemente, a “Empresa de Referência” final passou a ter uma relação de 603 clientes/empregado.

IV.2 – TRIBUTOS

37. O valor dos tributos considerados no cálculo da Receita Requerida constante da Nota Técnica no 183/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 102.201.603,86**, correspondente a PIS/PASEP/COFINS, no montante de R\$ 82.588.171,67, e P&D (Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000), no montante de R\$ 19.613.432,19. A alteração do valor da Receita Requerida decorrente dos itens expostos alterou o valor do PIS/PASEP/COFINS para R\$ 86.694.920,61 e o valor relativo a P&D para R\$ 19.476.667,10, totalizando **R\$ 106.171.587,70**.

V - RECEITA VERIFICADA

38. A Receita de Fornecimento Verificada (estimada para o ano-teste) constante da Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL foi de **R\$ 1.577.642.468,38**. Esse valor foi o resultado da aplicação das tarifas de fornecimento em vigor sobre o mercado de venda (fornecimento) considerado para o ano-teste, de **9.239.379 MWh**, conforme previsão da concessionária. Posteriormente, a previsão de uma maior migração de consumidores cativos para livres alterou o mercado de vendas previsto para **9.243.376 MWh**, o que representou uma Receita de Fornecimento Verificada de **R\$ 1.576.590.776,62**.

VI – DEDUÇÕES DA RECEITA REQUERIDA

39. Conforme explicitado na Nota Técnica no 183/2003-SRE/ANEEL, para o cálculo do reposicionamento tarifário são deduzidas da Receita Requerida as receitas de atividades extraconcessão, a receita de suprimento, as receitas oriundas do uso do sistema de transmissão e de distribuição, as receitas de prestação de serviços e as receitas de arrendamento e de aluguéis.

40. As receitas da BANDEIRANTE oriundas do uso do sistema de distribuição, valoradas em **R\$ 38.476.972,78** na referida Nota Técnica, foram posteriormente atualizadas para **R\$ 86.042.814,79**, em razão do reposicionamento das tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) cobradas pela BANDEIRANTE dos consumidores livres de sua área de concessão. Da mesma forma, as Outras Receitas da BANDEIRANTE, valoradas anteriormente em **R\$ 7.338.725,25**, foram atualizadas para **R\$ 5.710.286,59**, em função da atualização dos valores anteriormente informados. O valor da receita extraconcessão, de **R\$ 1.113.300,00**, permaneceu o mesmo.

VII – REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL

41. O reposicionamento tarifário, conforme previsto na Nota Técnica nº 183/2003-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.

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

42. Nesses termos, o reposicionamento tarifário (RT) da BANDEIRANTE passou de **21,88%** para **18,08%**, conforme cálculo a seguir.

$$RT = (1.954.490.311,50 - 1.113.300,00 - 86.042.814,79 - 5.710.286,59) / 1.576.590.776,62$$

$$RT = 18,08\%$$

43. Por meio da Resolução ANEEL n.º 336, de 16 de agosto de 2001, foi dada anuência ao pedido de cisão parcial da Bandeirante Energia e à transferência parcial da concessão à Companhia Piratininga de Força e Luz. Como decorrência foram assinados, pelos acionistas controladores das citadas empresas, aditivos ao Contrato de Concessão n.º 202/98. Esses aditivos regulam as obrigações decorrentes da operação de cisão da concessão.

44. Conforme dispõe o aditivo ao contrato de concessão e o inciso IV do art. 1º da Resolução ANEEL n.º 336/2001, quando da primeira revisão tarifária periódica da Bandeirante Energia e da Companhia Piratininga de Força e Luz será aplicado às tarifas de fornecimento o menor índice de reposicionamento tarifário apurado entre as duas concessionárias. Da comparação entre os índices de reposicionamento tarifário da BANDEIRANTE, de **18,08%**, e da Piratininga, de **19,58%** (conforme Nota Técnica n.º 183/2003-SRE/ANEEL), conclui-se que deve se aplicar às duas concessionárias o índice de **18,08%**.

45. De acordo com o exposto na Nota Técnica n.º 183/2003-SRE/ANEEL (item V.1.8), a ANEEL está consciente que, em alguns casos, a aplicação imediata das tarifas justas pode representar um impacto econômico significativo sobre os consumidores de energia elétrica. Entretanto, entende-se que essa circunstância não pode nem deve invalidar a aplicação dessas tarifas, uma vez que as conseqüências poderiam ser muito mais negativas para esses mesmos consumidores. Considerando essa realidade, a ANEEL 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.

46. 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 nível razoável;
- 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 quatro 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 23/10/03; a segunda, correspondente à diferença entre o RT e o IRT, será implementada ao longo do segundo período tarifário.

47. Nos termos da equação apresentada no parágrafo 40, o reposicionamento tarifário (RT) da BANDEIRANTE é de **18,08%**. Dessa forma, para que a BANDEIRANTE tenha receita capaz de cobrir custos operacionais eficientes e adequada remuneração sobre investimentos prudentes, suas tarifas de fornecimento de energia elétrica devem ser repocionadas em **18,08%** (RT). De acordo com exposto no parágrafo anterior, 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. Verificou-se, entretanto, que a aplicação do índice de reajuste tarifário anual estimado da concessionária (11,53%) resultaria em nível inadequado para a relação (remuneração total + depreciação) / montante regulatório de juros pagos. Para manter essa relação em níveis razoáveis e compatíveis com os resultados obtidos para as concessionárias que receberam o parcelamento do Reposicionamento Tarifário até o presente, o reajuste deve ser de **14,68%**. Portanto, o reposicionamento tarifário da BANDEIRANTE é de **14,68%**, sendo que a diferença de receita resultante da aplicação desse percentual no lugar do RT de 18,08% será acrescida à Parcela B da concessionária distribuidora em 3 parcelas anuais, no valor estimado de **R\$ 71.087.116,00**, em cada um dos reajustes tarifários do próximo período tarifário, ou seja, nos anos de 2004 a 2006.

48. Ainda sobre o reposicionamento tarifário, importa esclarecer que o percentual de **18,08%** é provisório, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução nº 493, de 4 de setembro de 2002. Eventual variação de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório de reposicionamento tarifário e o definitivo, será corrigida no reajuste tarifário anual da concessionária.

VIII – FATOR X

49. O cálculo preliminar do componente X_e do Fator X para a BANDEIRANTE, apresentado na Nota Técnica nº 183/2003-SRE/ANEEL (seção VI.1), resultou em **1,84%**. Em função das alterações efetuadas no valor da Parcela B expostas anteriormente, o componente X_e foi alterado para **1,83%**. Convém esclarecer que o percentual definitivo do componente X_e depende do reposicionamento tarifário definitivo da concessionária, que, conforme explicitado no parágrafo 46, 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.

50. O cálculo do *Fator* X_c será realizado pela ANEEL, na data do reajuste tarifário anual da BANDEIRANTE, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 566/2003.

51. 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."

52. Dessa forma, o Fator X passou a ter um terceiro componente, denominado X_a nas Resoluções da ANEEL que estabeleceram a 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:

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

IX – COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO TARIFÁRIA

53. 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.
54. O valor da CVA da BANDEIRANTE, calculado em **R\$ 78.213.135,51**, não foi incorporado às suas tarifas na data da revisão tarifária periódica, mas diferido por 12 meses nos termos estabelecidos pela referida Portaria.
55. O valor do PERCEE da BANDEIRANTE soma **R\$ 3.874.519,93** e incrementou o índice de reposicionamento em **0,21%** ponto percentual.

X – ABERTURA DAS TARIFAS E REALINHAMENTO TARIFÁRIO

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

Tabela VIII

Realinhamento das Tarifas de Fornecimento da BANDEIRANTE	
Reposicionamento Tarifário: 14,68%	
Grupo	Varição
A1	18,92%
A2	16,681%
A4	13,80%
BT	13,89%

XI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

57. O objetivo do reposicionamento tarifário é assegurar, no ano teste considerado, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão de distribuição de que a BANDEIRANTE 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.
58. 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.
59. 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 **18,08%** 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 23 de outubro de 2004.

60. 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.
61. 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.
62. 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.

José Jurânio Rocha
Técnico

Ricardo Romano
Líder do Processo de Revisão Tarifária Periódica

Cesar Antonio Gonçalves
Superintendente de Regulação Econômica