

VOTO

PROCESSO: 48500.004310/2006-30

RELATOR: Diretor Romeu Donizete Rufino.

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE.

I. DA ANÁLISE

Cálculo da 2ª Revisão Tarifária Periódica da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul - Enersul

O valor provisório¹ para o reposicionamento da 2ª Revisão Tarifária Periódica da Enersul, ora em análise, é de **-5,69%**, com efeito médio a ser percebido pelos consumidores, no período de abril 2008 a março de 2009, de **-7,18%**. O componente Xe do Fator X provisório é de **0,50%**. Com a aplicação do realinhamento tarifário, o efeito médio por classe de consumo é apresentado no quadro a seguir:

Quadro 1 – Efeito médio do reposicionamento tarifário, por classe de consumo

Grupo	Consumidor Cativo	
	Efeito Médio a ser percebido [%]	Número de Consumidores por Grupo de Consumo (SAMP- dezembro/2007)
A3	-12,83%	2
A3a	-5,05%	374
A4	-4,64%	2.030
BT	-8,80%	714.535
TOTAL		716.941

2. A título de comparação, se não fosse considerado parte do ajuste financeiro relativo ao recálculo da revisão tarifária de 2003, o efeito percebido pelos consumidores da Enersul seria de:

Quadro 2 – Efeito médio do reposicionamento tarifário, por classe de consumo, sem o efeito financeiro

Grupo	Consumidor Cativo	
	Efeito Médio a ser percebido [%]	Número de Consumidores por Grupo de Consumo (SAMP- dezembro/2007)
A3	-12,60%	2
A3a	-3,87%	374
A4	-3,24%	2.030
BT	-6,83%	714.535
TOTAL		716.941

3. O cálculo desta Revisão Tarifária está detalhado na Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL, de 3 de abril de 2008.

¹ Ressalvado o valor da base de remuneração regulatória, que está sendo aprovado em caráter definitivo

(Fl. 2)

COMPARAÇÃO ENTRE A PROPOSTA COLOCADA EM AUDIÊNCIA PÚBLICA E O RESULTADO FINAL

4. O quadro a seguir detalha as variações ocorridas entre a proposta submetida à Audiência Pública AP 009/2008 e o resultado da revisão tarifária ora em análise.

Quadro 3 – Comparação entre a proposta da audiência pública e o resultado final da revisão tarifária

	Audiência	Final	Var (%)
Encargos Setoriais	R\$ 91.914.899	R\$ 86.566.254	-5,8%
Custos com Transporte de Energia	R\$ 69.265.682	R\$ 69.333.966	0,1%
Compra Energia	R\$ 351.662.933	R\$ 355.843.663	1,2%
Total Parcela A	R\$ 512.843.515	R\$ 511.743.883	-0,2%
Custos Operacionais	R\$ 190.824.616	R\$ 188.373.337	-1,3%
Remuneração + Quota de Reintegração	R\$ 189.158.932	R\$ 185.791.107	-1,8%
Total Parcela B	R\$ 379.983.548	R\$ 374.164.443	-1,5%
Receita Requerida	R\$ 892.827.063	R\$ 885.908.326	-0,8%
Outras Receitas	R\$ 1.284.701	R\$ 1.284.701	0,0%
Receita Verificada	R\$ 925.262.127	R\$ 937.959.105	1,4%
Reposicionamento Econômico	-3,64%	-5,69%	

5. Passo a destacar, sob os títulos seguintes, os motivos que levaram à alteração dos valores submetidos à consulta pública e os fatos relevantes relativos à 2ª Revisão Tarifária da Enersul.

COMPONENTES FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO (Ajuste Revisão 2003)

6. Na proposta colocada em audiência pública, considerava-se o repasse, em favor do consumidor, do ajuste financeiro resultante da Revisão Tarifária de 2003, em princípio, em 12 meses. Tal consideração, conforme explicitado no Voto de abertura da Audiência Pública e na Nota Técnica nº 027/2008-SRE/ANEEL, contribuía para que o efeito médio percebido pelo consumidor fosse de **-18,93%**.

7. Visando evitar que a consideração de tal componente financeiro distorcesse a percepção dos consumidores quanto ao preço real do serviço de energia elétrica, em médio e longo prazo, as faturas de energia elétrica deveriam exibir um desconto em separado fazendo constar, inclusive, a data em que tal componente deixaria de compor a tarifa dos consumidores finais.

8. Durante a fase de consulta, e na audiência pública presencial realizada na cidade de Campo Grande, algumas sugestões foram recebidas em relação à forma de repasse, em favor do consumidor, do ajuste financeiro resultante do recálculo da Revisão Tarifária de 2003. Dentre elas destacam-se: o tratamento do montante financeiro ao longo de cinco anos; a “devolução” à vista e em dobro dos valores; o tratamento do montante financeiro ao longo de 12 meses; a “devolução” via certificados de kWh; e o provisionamento do montante financeiro como reserva contra futuros aumentos tarifários. Passo a analisar, abaixo, cada uma dessas alternativas.

(Fl. 3)

TRATAMENTO DO EFEITO FINANCEIRO AO LONGO DE CINCO ANOS

9. O tratamento do financeiro em cinco anos poderia amenizar, no longo prazo, a percepção dos aumentos tarifários futuros, uma vez que o componente financeiro constituiria ferramenta para amortecê-los.

10. Entretanto, tendo em vista que essa alternativa só foi esposada pela concessionária, ao passo que todas as demais – inclusive as das áreas técnicas da ANEEL – indicam o tratamento do efeito financeiro em horizontes menores, considero que a adoção dela representaria, além de tempo excessivo para concretizar um ajuste financeiro dessa natureza, posicionamento em um dos extremos das soluções possíveis, ferindo, assim, um dos princípios basilares desta Agência – o equilíbrio entre os agentes –, estabelecidos no Anexo I do Decreto nº 2.335, de 1997 (grifos meus):

“3º A ANEEL orientará a execução de suas atividades finalísticas de forma a proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, observando as seguintes diretrizes:

I - prevenção de potenciais conflitos, (...);

(...)

IV - criação de condições para a modicidade das tarifas, sem prejuízo da oferta e com ênfase na qualidade do serviço de energia elétrica;

V - criação de ambiente para o setor de energia elétrica que incentive o investimento, de forma que os concessionários, permissionários e autorizados tenham asseguradas a viabilidade econômica e financeira, nos termos do respectivo contrato; (...).”

11. Sob essa mesma ótica, soluções que se situam no extremo oposto, ou seja, de tratar o efeito em curtíssimo prazo, apresentam contra si questões de ordem prática, como pondero adiante. Não obstante, tem sido cada vez mais claro, ao longo dos 10 anos de existência da ANEEL, que esse equilíbrio, na maioria dos casos, não é uma “média simples” de todos os interesses envolvidos, mas, muito mais, uma ponderação desses interesses tendo como pano de fundo um arcabouço legal ao qual nos vinculamos, seja como agência reguladora setorial, em um contexto mais específico, ou como entidade de Direito Público, em um mais amplo.

“DEVOLUÇÃO” À VISTA E EM DOBRO

12. No que tange ao efeito, para os consumidores, do ajuste financeiro resultante do recálculo da revisão tarifária de 2003 e seus reflexos nos reajustes subsequentes, não há que se falar em “cobrança indevida”, dado que a Enersul aplicou, no período de 2003 a 2007, a tarifa fixada por meio de resoluções da ANEEL, razão pela qual não se aplica o disposto no art. 42, parágrafo único, da Lei nº 8.078, de 1990, Código de Proteção e Defesa do Consumidor – CDC.

13. Esse dispositivo aplica-se, isto sim, aos casos em que uma concessionária pratica tarifa superior àquela fixada pela ANEEL ou, também, quando fatura quantidade de energia maior do que a efetivamente consumida. No caso concreto, a ANEEL constatou um erro material na fixação da tarifa da Enersul e corrigiu-o, sendo que o tratamento de seu efeito financeiro para os consumidores, incluindo-se aí a sua atualização monetária, dar-se-á na forma proposta mais adiante neste voto, até a quitação do montante devido, acrescido de remuneração.

14. Com relação à possibilidade de pagamento à vista, o entendimento é de que qualquer ajuste financeiro, independente de sua natureza, deve ser feito de forma sistêmica e via tarifa (o embasamento legal

(Fl. 4)

dessa prática é apresentado sob o título “Emissão de Certificados de kWh” deste voto). Além disso, busca-se a efetivação desse ajuste no menor prazo possível, preferencialmente dentro do ciclo tarifário seguinte, o que, inicialmente, foi a intenção desta Agência expressa na proposta submetida à consulta pública.

TRATAMENTO DO EFEITO FINANCEIRO AO LONGO DE 12 MESES

15. A manutenção da proposta colocada em consulta pública, de repasse do montante financeiro em 12 meses, apesar de todos os cuidados no sentido de se evitar a percepção equivocada do consumidor quanto ao real custo do serviço de energia elétrica, resultaria num significativo aumento médio a ser percebido pelos consumidores no Reajuste Tarifário de 2009, preocupação essa que foi manifestada por muitos dos que contribuíram à AP 009/2008.

16. Embora tal efeito não se deva ao reajuste tarifário em si, mas sim ao efeito percebido quando se retira da base tarifária um componente financeiro dessa grandeza, o entendimento é de que tal efeito não é desejável, uma vez que grande parte dos consumidores pode não se dar conta que tal desconto irá acabar. Entre os efeitos mais indesejáveis, isso poderia levar, em um primeiro momento e em algum grau, a hábitos de consumo menos racionais da eletricidade devido a um sinal econômico ilusório.

17. Outrossim, com relação à capacidade financeira da concessionária para fazer frente ao tratamento do efeito financeiro em curto prazo, preocupação essa externada por alguns dos que fizeram contribuições na audiência pública, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, a meu pedido, com vista a responder a essa questão, analisou as demonstrações contábeis da concessionária disponibilizadas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

18. A SFF constatou que no balanço patrimonial de dezembro de 2007 a Enersul não apresenta disponibilidades de caixa para fazer frente ao repasse desse financeiro às tarifárias no prazo de 12 meses. Além disso, a redução de receita provocada pelo provisionamento integral desse financeiro, estimada em R\$ 183 milhões, levaria ao descumprimento de cláusulas de cobertura de endividamento (*covenants*), que possibilita aos credores requerer o vencimento antecipado de um total de R\$ 388 milhões (R\$ 343 milhões de debêntures com vencimentos programados em 2008, 2009 e 2010, e R\$ 45 milhões do BNDES).

19. Dessa forma, verifica-se que, nesse período, a concessionária terá um grau significativo de dificuldades para renegociar os seus empréstimos, que será tanto maior quanto mais curto for o prazo estabelecido para tratar o efeito financeiro. Essa dificuldade traduz-se no quadro abaixo que apresenta o índice de solvência Dívida Líquida / EBITDA, em especial o do exercício de 2007:

Quadro 4 – Evolução da Solvência da Enersul

R\$ Milhões	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Dívida Líquida	565	590	535	601	622	532
EBITDA	78	148	212	283	175	10
Dívida Líquida / EBITDA	7,3 x	4,0 x	2,5 x	2,1 x	3,6 x	53,1 x

20. O aporte de capital dos acionistas na Enersul, como forma de retorno de dividendos e juros sobre o capital, para suprir a eventual demanda de tratar o efeito financeiro em 12 meses – algo que esta Agência não pode determinar que seja feito –, possui baixa probabilidade de ocorrer, em vista de que o histórico desses proventos somou R\$ 123 milhões entre 2003 (ano da primeira revisão tarifária) e 2007, conforme demonstrativos disponíveis na CVM (vide quadro abaixo). E entre 1998 e 2002 os proventos

(Fl. 5)

declarados somaram menos ainda – R\$ 24 milhões. Destaca-se que em 2006 e em 2007 não houve proventos declarados, mas a reversão parcial dos valores provisionados em 2005.

Quadro 5 – Histórico de Proventos da Enersul

Proventos R\$ Milhões	1998 ■ 2002	2003	2004	2005	2006	2007	2003 ■ 2007	Total
Reversão	-	-	-	-	(107)	(14)	(121)	(121)
Dividendos Propostos	24	-	17	147	29	-	193	241
Dividendos Intermediários	-	-	-	51	-	-	51	51
Total	24	-	17	198	(78)	(14)	123	171

EMISSÃO DE CERTIFICADOS DE kWh

21. Uma das contribuições recebidas propôs a conversão do montante do ajuste financeiro em certificados de kWh, que poderiam ser livremente comercializados entre os consumidores ou resgatados diretamente na própria Enersul.

22. Embora seja criativa e louvável a proposição, esta Agência, porquanto entidade de Direito Público, não pode autorizar ou mesmo determinar que a concessionária emita tais títulos, visto que tal competência não lhe é atribuída pela legislação, nem nas Leis nº 8.987 e nº 9.074, ambas de 1995, tampouco na Lei nº 9.427, de 1996, que criou a ANEEL.

23. Diferentemente, os comandos legais que versam sobre revisões e reajustes tarifários não abrem outra possibilidade que não o tratamento dos efeitos financeiros resultantes de processos tarifários, inclusive os eventuais erros cometidos no âmbito destes, de forma sistêmica e via tarifa.

APROVISIONAMENTO DO FINANCEIRO PARA AMORTECER FUTUROS ACRÉSCIMOS TARIFÁRIOS

24. A não consideração de todo o ajuste financeiro, decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em 12 meses, que é a proposta de encaminhamento apresentada neste voto, implica remuneração do saldo a ser considerado em reajustes tarifários futuros. Para tal será utilizada a taxa SELIC. O mesmo procedimento será adotado para a última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003, que não foi considerada no reajuste de 2007 e que deveria ser agora considerada.

25. A adoção desse procedimento se justifica porque ambos os componentes financeiros têm a mesma natureza, ou seja, são decorrentes do recálculo da Revisão Tarifária de 2003. Assim, em vez de se tratar separadamente o ajuste financeiro do recálculo da revisão tarifária de 2003, no valor **-R\$ 192.326.105,44**, e o efeito da última parcela do diferimento da revisão tarifária de 2003, no valor de **R\$ 41.203.883,76**, ambos serão tratados juntos, com efeito líquido de **-R\$ 151.122.221,68**.

26. Sem a consideração de componente financeiro dessa natureza, ou seja, separando-se completamente a Revisão Tarifária de 2008 de qualquer ajuste financeiro da Revisão 2003, que foi uma das sugestões feitas por entidades que contribuíram durante a audiência pública, o consumidor perceberia uma redução média de **-5,16%** de suas tarifas.

(Fl. 6)

27. No presente processo está-se considerando a utilização de um valor de **-R\$ 18.450.387,51**, do montante financeiro total a ser restituído via tarifas, o que justifica a diferença entre o efeito médio de **-5,16%** e o efeito final de **-7,18%**. Essa parte do efeito financeiro a ser considerada agora, de **-R\$ 18 milhões**, foi obtida com vistas a neutralizar os componentes financeiros que, por sua natureza, devem entrar no cálculo do período tarifário próximo vindouro (8 de abril de 2008 a 7 de abril de 2009) e, portanto, não serão considerados nos reajustes tarifários futuros.

28. O saldo do financeiro, devidamente remunerado pela SELIC, será utilizado no(s) próximo(s) Reajuste(s) Tarifário(s) Anual(is) para anular os possíveis incrementos tarifários, sempre que existir saldo suficiente para tanto. Destarte, quando do Reajuste Tarifário Anual em que o saldo for totalmente utilizado, dependendo do montante remanescente deste, o incremento tarifário terá a sua amplitude diminuída ou, no máximo, anulada. Em qualquer situação, o saldo remanescente do ajuste financeiro deverá ser completamente utilizado até o período tarifário que irá de 8 de abril de 2010 a 7 de abril de 2011, inclusive. Ressalta-se, novamente, que deverá ser empregada a taxa SELIC para remuneração mensal do saldo não amortizado e verificação, no próximo Reajuste Tarifário, dos valores que deverão ser efetivamente considerados.

29. Como a majoração das tarifas, que originou esse efeito financeiro, se deu em função de diferenças na apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR, os valores cobrados a maior incidiram sobre a tarifa relativa à Parcela B, que é rateada ao custo marginal de expansão dos diferentes níveis de tensão. Assim, por coerência, o valor do ajuste financeiro em função do recálculo da Revisão de 2003 também será considerado no valor das tarifas relativas à Parcela B, para que o desconto atinja os consumidores dos diferentes níveis de tensão na correta proporção.

30. As simulações realizadas pela SRE indicam que, se confirmadas as premissas adotadas, o saldo remanescente será suficiente para evitar que haja aumento tarifário em 2009 e, ainda, para suavizar ou até mesmo evitar que haja elevação tarifária em 2010. Vale ressaltar que as simulações foram feitas levando-se em consideração o cenário mais provável de evolução da média dos custos de geração e de transmissão e com encargos setoriais, além das previsões do Banco Central para os índices de inflação. No entanto, como todo cenário projetado, ele é provável, mas nunca garantido, sendo que o cenário verificado (real) poderá alterar o fluxo de desembolsos do saldo financeiro, que poderão ocorrer com maior ou menor rapidez.

31. A fim de dar a devida transparência ao ajuste procedido, a ANEEL publicará as tarifas do ajuste financeiro, decorrente do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, em um anexo distinto nas Resoluções Homologatórias da presente revisão tarifária e dos reajustes anuais subseqüentes, sendo que, para estes últimos, isso será feito enquanto restar saldo não compensado do ajuste financeiro. Esse anexo conterá valores negativos correspondentes aos descontos a serem aplicados em cada classe e subclasse tarifária. Como o recálculo da Revisão Tarifária de 2003 alterou unicamente a Parcela B da Enersul, tais valores de desconto incidirão unicamente sobre as parcelas da TUSD Fio-B ou equivalentes.

32. A Enersul deverá discriminar nas faturas de energia elétrica a tarifa relativa ao ajuste e o valor resultante de sua aplicação sobre os montantes de energia e de demanda faturados. No reajuste tarifário em que for liquidado o saldo remanescente do ajuste financeiro, a Enersul fará constar das faturas, inclusive, a data em que tal parcela deixará de compor as tarifas pagas. Tais preocupações visam dar maior transparência ao ajuste financeiro procedido e facilitar a compreensão quanto ao real custo dos serviços de energia elétrica.

(Fl. 7)

REPOSICIONAMENTO ECONÔMICO

COMPRA DE ENERGIA

33. A variação entre o valor proposto em Audiência Pública e o final se deve, principalmente, a alteração do nível de perdas regulatórias. Também contribuíram para o aumento: o preço atualizado dos contratos por disponibilidade, as variações do IGP-M e IPCA e os ajustes dos montantes de energia contratados de acordo com a sazonalização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

34. As perdas técnicas finais calculadas, conforme Nota Técnica nº 068/2008-SRD/ANEEL, são maiores que as apuradas antes da abertura da audiência pública. Tal elevação também afeta a trajetória de redução das perdas não técnicas, que passa a ser menos acentuada. O efeito combinado é que a concessionária tem um requisito maior de energia elétrica e, como não tem contratos suficientes para lastrear tal aumento, fica exposta ao mercado de curto prazo, cujo preço previsto para os próximos 12 meses é de **R\$ 101,63/MWh**.

ENCARGOS SETORIAIS

35. A redução do valor dos encargos setoriais deveu-se, principalmente, à diferença entre o valor projetado da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, utilizado na proposta colocada em audiência pública, que era de **R\$ 33,87 milhões**, e a quota fixada pela Resolução Homologatória nº 616, de 26 de fevereiro de 2008, de **R\$ 26,50 milhões**.

REMUNERAÇÃO E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO

36. A SFF, pelo Memorando nº 368/2008-SFF/ANEEL, encaminhou a Base de Remuneração validada. Houve redução da Base de Remuneração Bruta e aumento da Base de Remuneração Líquida com relação à proposta submetida à Audiência Pública. O efeito líquido da redução da quota de reintegração e aumento da remuneração foi uma redução de **R\$ 3,37 milhões** do valor a ser reconhecido na Parcela B.

37. Quanto à BRR, os detalhes do cálculo e apuração dos valores finais constam da **Nota Técnica nº 144/2008-SFF/ANEEL**, de 4 de abril de 2008, que foi elaborada após a consolidação das contribuições relativas à AP 009/2008 e apresenta o resultado definitivo da BRR referente à 2ª Revisão Tarifária Periódica da Enersul.

38. O Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, da Atividade de Distribuição (deduzido dos valores de Servidões, Terrenos, Bens Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios, bens totalmente depreciados e Obrigações Especiais), sobre o qual deve ser calculada a Quota de Depreciação é de **R\$ 1.442.732.809,60**. A Base de Remuneração Líquida definitiva, a valores de 31 de março de 2008, é de **R\$ 829.491.019,77**. A Taxa de Depreciação média é de **4,21%**.

39. Em relação aos valores da base provisória, colocada em audiência pública, o valor da base de remuneração bruta está inferior ao apresentado, de **R\$ 1.704.327.392,10**, e superior em relação à base de remuneração líquida apresentada, de **R\$ 778.778.437,11**.

40. O laudo de avaliação, com data base de 31 de outubro de 2007, apresentou o valor de **R\$ 2.225.107.475,84** na base bruta (não estão deduzidos os valores de Servidões, Terrenos, Bens

(Fl. 8)

Administrativos, Veículos, Móveis e Utensílios, bens totalmente depreciados e Obrigações Especiais) e de R\$ 924.162.787,01 na base líquida. Os ajustes nos valores apresentados no laudo decorreram, principalmente, do seguinte:

- a) reprodução das determinações do Relatório de Fiscalização do 1º Ciclo: em diversos bens os valores correspondentes à depreciação ficaram superiores ao valor novo de reposição, acarretando valores de mercado em uso negativos. Procedimento de baixas: parte da planilha de avaliação estava com a fórmula errada para a consideração de baixas, acarretando a não consideração de diversas baixas realizadas pela concessionária. Essas incorreções resultaram na base blindada um decréscimo de R\$ 79.445.150,91 na bruta e de R\$ 58.513.409,84 na líquida;
- b) erro de fórmula na valorização das edificações na planilha de avaliação. Procedimento de determinação dos valores novos de reposição em desacordo com a Resolução nº 234, de 2006, onde a maioria das edificações havia sido atualizada pelo índice INCC, em vez de pelo IGP-M. Os ajustes efetuados resultaram em um decréscimo de R\$ 24.070.092,23 na bruta e de R\$ 22.938.413,98 na líquida;
- c) imperfeições encontradas na avaliação das máquinas e equipamentos:
 - i. Banco de Preços: procedimento em desacordo com as orientações da ANEEL, pois na formação dos valores individuais dos bens utilizou-se o período de quatro anos de aquisição da concessionária, enquanto a orientação é para que, na apuração do valor unitário na data-base do laudo do 2º Ciclo, seja considerada, por código de material, a aquisição dos bens ocorrida nos dois últimos anos anteriores à data-base do laudo do 2º Ciclo. Somente para os bens que não tenham sido adquiridos nesse período de dois anos é que deverá ser considerado o período compreendido entre os ciclos (datas-base dos laudos). Também não foram consideradas no banco de preços todas as aquisições ocorridas entre os ciclos. O erro teria ocorrido na extração dos dados do sistema SAP;
 - ii. não consideração de custos adicionais em diversos bens de máquinas e equipamentos: isso ocorreu devido ao erro na fórmula de consideração do custo adicional;
 - iii. alteração no percentual de Componentes Menores (COM) de Subestações (SEs) e Medidores: no caso dos bens de subestações o percentual de componentes menores foi alterado de 13% para 6,42%, com base na SE Corumbá (obra recente); para os medidores o percentual de componentes menores foi alterado de 13% para 2,18%, baseado nas obras dos anos de 2006 e 2007 realizadas pela Enersul;
 - iv. Todos esses ajustes em máquinas e equipamentos resultaram em um acréscimo de R\$ 15.495.871,78 na bruta e de R\$ 21.657.115,06 na líquida;
- d) imperfeições verificadas na apuração do saldo de Obrigações Especiais, em relação ao Programa Luz para Todos, que representou um acréscimo de R\$ 24.564.987,70 no valor das Obrigações Especiais.

(Fl. 9)

CUSTOS OPERACIONAIS

41. Com relação à **Empresa de Referência**, a SRE analisou os pleitos apresentados e efetuou alguns ajustes que representaram um decréscimo de **R\$ 1.919.498,22** nela, correspondente a **1,05%** do valor reconhecido. Dessa forma, os custos operacionais provisórios, admitidos como eficientes, que devem ser cobrados nas tarifas dos consumidores da Enersul correspondem à **R\$ 181.334.271,17**. A análise completa de cada adicional de custo solicitado encontra-se detalhada na **Nota Técnica nº 090/2008-SRE/ANEEL**. Entre as alterações, destaco as seguintes:

a) Escritórios Comerciais: a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – Abrace mencionou que a despesa com escritórios comerciais subiu excessivamente em relação à despesa reconhecida no 1º Ciclo.

Inicialmente, deve ser observado que a distribuição dos escritórios comerciais segue uma métrica a partir do número de unidades consumidoras por município atendido pela concessionária. No entanto, existe uma proposta em audiência pública (AP 008/2008) que propõe aperfeiçoamentos na Resolução nº 456, de 2000, e, entre os aprimoramentos, um é relativo a obrigatoriedade de postos de atendimento e estabelece, *in verbis*:

*“Art. 138. As distribuidoras deverão disponibilizar atendimento por meio de postos fixos em:
I - todos os Municípios com mais de 2.000 (duas mil) unidades consumidoras pertencentes à classe residencial; e
II - toda sede Municipal que não seja atendida por meio do Sistema Interligado Nacional – SIN. (...)”*

Dessa forma, está sendo aplicada a proposta de atendimento comercial prevista nos aprimoramentos da Resolução nº 456, de 2000. Caso a versão final dessa resolução não contemple tal entendimento, os valores serão revistos na Revisão Tarifária definitiva.

b) Efeito da Estrutura em Holding: com relação a este pleito, o modelo de Empresa de Referência do 1º Ciclo de revisões tarifárias, utilizado provisoriamente nesta revisão, parte do pressuposto que a concessionária deve possuir uma organização que lhe permita cumprir com todos os processos inerentes às atividades próprias do negócio e, ainda, uma estrutura que suporte o funcionamento da empresa compatível com o atendimento aos requisitos do contrato de concessão e das demais normas regulatórias. Portanto, o modelo não visualiza a empresa como componente de uma *holding*. A modelagem utilizada não previa e não possibilita o compartilhamento dos ganhos de *holding*, a não ser através de cortes arbitrários.

No entanto, o novo modelo de Empresa de Referência, em audiência pública (AP 052/2007), já prevê a possibilidade de compartilhamento de tais ganhos. Caso prevaleça a proposta colocada em audiência, de que parte dos ganhos de *holding* devem se destinar à modicidade tarifária, a Revisão Tarifária definitiva refletirá tal situação.

c) Laboratório de Ensaios: a Enersul solicitou a consideração de um laboratório de ensaios. A área técnica analisou o pleito e constatou que, de fato, não havia sido concedido laboratório de ensaios para a concessionária. Dessa forma, o pleito apresentado foi acatado.

d) Carga horária dos atendentes de Call Center: a Enersul solicitou que fosse revista a carga horária dos atendentes de *call center* em consonância com o estabelecido na NR-17. Com relação a esse pleito, a contribuição foi acatada, pois a carga horária de um atendente de *call center*, segundo a NR-17 é de 5,33 h e não de 5,66 h como estava previsto no modelo.

(Fl. 10)

e) Leitura e Entrega Trimestral de Unidades Consumidoras Rurais: procedeu-se um ajuste na forma de leitura e entrega, pois o art. 41 da Resolução nº 456, de 2000, estabelece que as leituras e os faturamentos de unidades consumidoras do Grupo B situadas em áreas rurais pode ser feita em intervalos de até três ciclos consecutivos. Dessa forma, aplicou-se para os consumidores classificados na Classe de Consumo Rural a leitura e entrega trimestral. No entanto, para os serviços de impressão e cobrança das faturas foi considerada periodicidade mensal.

42. A título de Receitas Irrecuperáveis, foi proposta em audiência pública (AP 052/2007) a metodologia a ser aplicada no 2º Ciclo de revisão tarifária, conforme previsto na Resolução nº 234, de 2006. Para fins desta revisão tarifária será adotado, provisoriamente, o percentual proposto naquela AP, de **0,60%** da receita bruta de distribuição da Enersul, que resulta em **R\$ 7.054.076,18**. Ressalte-se que o valor é menor que o proposto na audiência desta revisão devido à alteração da alíquota média de ICMS utilizada. Na AP 009/2008 havia sido considerada a alíquota de 24%, que agora é de 19,4%. A primeira é a alíquota calculada "por fora" e a segunda a calculada "por dentro", que deve ser utilizada.

43. Somadas a Empresa de Referência e as Receitas Irrecuperáveis, chega-se a um custo operacional total de **R\$ 188.388.347,35**, que é **1,3%** menor do que o proposto na AP 009/2008.

PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

44. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD apurou que as perdas técnicas da Enersul são de **13,81%** da energia injetada em seu sistema de distribuição. Na formação do índice global, destaca-se o elevado nível de perdas nas redes de 138 kV da Enersul, da ordem de **5,76%** da energia injetada. A SRD demonstrou preocupação com esse nível de perdas, tendo recomendado à Enersul que elaborasse estudo com análise detalhada das razões do elevado valor de perdas técnicas, sobretudo na subclasse de consumo A2, assim como o detalhamento das ações a serem empreendidas pela concessionária em seu planejamento, com vistas a reduzir o nível de perdas técnicas do seu sistema elétrico.

45. Assim, entendo ser necessário tanto que a Enersul faça o estudo recomendado pela SRD, quanto que a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE realize fiscalização no sentido de apurar as perdas no nível de tensão da subclasse A2, observando se há medidas de cunho técnico que a concessionária poderia ter adotado de forma a impedir perdas dessa magnitude.

46. Conforme disposto na Nota Técnica nº 348/2007-SRE/ANEEL, submetida à AP 052/2007, a proposta de tratamento regulatório dado para as perdas não técnicas envolve a comparação entre empresas cuja área de concessão possua características socioeconômicas similares, com o objetivo de se determinar, para cada empresa, um nível para as perdas regulatórias baseado nos melhores resultados, sob a ótica de perdas não técnicas.

47. Na análise comparativa realizada, em consonância com a proposta metodológica colocada em audiência pública, a Enersul destacou-se pelos elevados níveis de perdas não técnicas, quando comparada a outras empresas com áreas de concessão tão ou mais complexas sob o ponto de vista socioeconômico. Assim, definiu-se para a Enersul uma trajetória de redução gradativa dessas perdas até que se atinja, ao final deste ciclo tarifário, o valor de **10,50%** sobre o mercado de baixa tensão, que é o nível de perdas não técnicas hoje existente, por exemplo, na CEMIG.

(Fl. 11)

48. Também de acordo com a metodologia proposta, para que seja possível se atingir essa meta, foram considerados os investimentos e custos operacionais necessários, sendo o mercado recuperado adicionado à projeção de mercado utilizada no cálculo do Fator X.

PROJEÇÃO DE MERCADO

49. Em relação à projeção de mercado da classe residencial, a Enersul questionou os procedimentos realizados pela área técnica na simulação. O pleito foi acatado de forma parcial, devendo a respectiva projeção ser revista no processo tarifário definitivo. Logo, a projeção considerada foi feita a partir dos valores realizados disponíveis à área técnica. Como não houve questionamento em relação ao modelo em si, entende-se que a projeção reflete a tendência de crescimento do consumo residencial da empresa.

RECEITA VERIFICADA

50. A receita verificada da concessionária foi calculada considerando as tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos, para: consumidores da subclasse residencial baixa renda (Resolução Normativa nº 89, de 2004), atividade de irrigação no horário especial (Resolução Normativa nº 207, de 2006); gerador e consumidor livre de fonte incentivada (Resolução Normativa nº 77, de 2004); e consumo próprio de autoprodutor e produtor independente (Resolução Normativa nº 166, de 2005). A perda de receita da concessionária relativa à concessão desses descontos será compensada por meio de um componente financeiro, previsto nesta revisão e apurado em definitivo no próximo reajuste.

ESTRUTURA TARIFÁRIA

51. Destaca-se também que o mercado do ano-teste da concessionária considera a estimativa de migração de consumidores entre as modalidades tarifárias convencional, verde e azul, em função de alteração na estrutura tarifária. Como forma de dar transparência a essas alterações, em até 30 dias da publicação da Resolução que homologará o resultado desta revisão tarifária, a concessionária deverá comunicar aos consumidores afetados as vantagens de cada alternativa de faturamento, e a solicitação expressa do consumidor por mudança na modalidade tarifária contratada, a ser exercida em até 60 dias da notificação, deverá ser atendida desconsiderando a contagem do prazo de 12 ciclos de faturamento estipulada pelo art. 5º, § 2º, inciso I, da Resolução nº 456, de 2000.

DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS EXTERNOS À REVISÃO

52. O valor da tarifa de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não fazem parte da tarifa econômica, pois se referem a valores que serão pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias. Entre esses componentes financeiros destaco os principais, sob os títulos que seguem.

PONTO DE FRONTEIRA COM A REDE BÁSICA

53. A redução do valor dos componentes financeiros, desconsiderando-se na análise o valor do ajuste financeiro da Revisão de 2003, se deve, principalmente, a não consideração do efeito decorrente da

(Fl. 12)

alteração do ponto de fronteira com a Rede Básica, que na proposta preliminar era de **R\$ 21.626.613,95**. A concessionária, por sua vez, pleiteia o reconhecimento de um valor de **R\$ 23.610.444,87**.

54. Na Revisão Tarifária de 2003, a fronteira da Enersul com a Rede Básica era em Campo Grande. Em função das alterações estabelecidas pelas Resoluções nº 344, de 2002, e nº 67, de 2004, tal ponto de fronteira passou a ser em Jupirá, na divisa de Mato Grosso do Sul com o Estado de São Paulo. Com essa alteração, as perdas nos quatro circuitos de 138 kV que interligam Campo Grande à Jupirá passaram a fazer parte das perdas no sistema de distribuição da Enersul e não mais das perdas na Rede Básica. A figura a seguir sintetiza a mudança:

Figura 1 – Interligação do sistema elétrico da Enersul com a Rede Básica do SIN



55. Na proposta colocada em Audiência Pública, entendeu-se que como a definição da perda regulatória antecedeu o movimento de alteração do ponto de fronteira com a Rede Básica, seria razoável o reconhecimento de um passivo financeiro, em função de a Enersul ter contratado a energia necessária para lastrear as perdas nos quatro circuitos que interligam Jupirá a Campo Grande a partir de março de 2005.

56. Analisando a matéria com maior profundidade, o entendimento da área técnica é de que o reconhecimento de tal adicional financeiro não é devido, principalmente por ausência de previsão legal. A definição do nível de perdas regulatórias da Enersul respeitou todo o regramento relativo à matéria, o que justifica o não reconhecimento de tal adicional.

57. Quando da revisão tarifária periódica, deve-se observar a atual condição elétrica da concessionária para se definir o referencial regulatório de perdas técnicas. Avaliam-se a forma de suprimento da concessionária, as gerações conectadas ao seu sistema de distribuição, as características de seu mercado consumidor e as características elétricas das redes da própria distribuidora e das que a suprem neste momento.

(Fl. 13)

58. A revisão tarifária é prospectiva e, particularmente, na definição do referencial de perdas técnicas, está-se a cada nova revisão definindo o nível de perdas que deverá ser considerado nas tarifas no período entre revisões. O primeiro termo aditivo dos Contratos de Concessão é claro ao dizer que nos Reajustes Tarifários Anuais é dado, às perdas elétricas, o tratamento estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, comando esse que foi respeitado em todos os reajustes da Enersul.

59. Assim, para que haja apuração de componente financeiro relativo à alteração do nível de perdas regulatórias é necessário que haja previsão legal para tanto, a exemplo dos itens que fazem parte da CVA, previstos na Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Tal previsão inexistente no caso de variação do nível de perdas técnicas. A situação é semelhante às variações dos custos da Parcela A (CVA) anteriores a edição dessa portaria, situação em que tais variações não eram repassadas às tarifas dos consumidores finais, nem para mais, nem para menos.

60. Ademais, em maior ou menor grau, as características de atendimento elétrico e de perfil de consumo de todas as concessionárias de distribuição são constantemente alteradas. A cada circuito adicionado à Rede Básica, a cada nova usina que se conecta no sistema de distribuição, as características de despacho das usinas em função de restrições energéticas ou elétricas alteram o perfil de perdas técnicas das concessionárias. Portanto, é improvável que a apuração posterior de um componente financeiro em função da alteração do nível de perdas técnicas capture todas as variáveis envolvidas. É um risco da concessionária inerente à característica operativa dos sistemas elétricos.

61. A título de ilustração, na área de concessão da Enersul a entrada em operação das linhas de transmissão em 230 kV de Porto Primavera–Campo Grande Imbirussu e de Porto Primavera–Dourados, não existentes quando da Revisão tarifária de 2003, trouxeram alteração no nível de perdas técnicas da concessionária, notadamente nos circuitos de 138 kV. Na hipótese de que essa fosse a única alteração ocorrida (não houvesse a alteração do ponto de fronteira de Campo Grande para Jupiá), a perda técnica real da Enersul seria menor que a regulatória, movimento que, da mesma forma, não motivaria cálculo de componente financeiro em favor da modicidade tarifária.

62. Evidentemente, uma alteração que trouxesse um impacto de grande proporção no equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, o que não se configura no caso em análise, poderia ensejar uma revisão extraordinária que, ainda assim, restabeleceria o equilíbrio da concessionária em termos prospectivos, sem apurar componentes financeiros por total ausência de embasamento legal para tanto.

63. Por entender que a situação envolve aspectos jurídicos, a SRE, pelo Ofício nº 065/2008-SRE/ANEEL consultou a Procuradoria Federal junto à ANEEL, que ainda está analisando o assunto. Assim, provisoriamente, o pleito de reconhecimento de financeiro não está sendo considerado, devendo o tema novamente ser revisitado, quando do pronunciamento da Procuradoria Federal e de posterior discussão com os demais membros da Diretoria Colegiada.

POSSIBILIDADE DE ALTERAÇÃO DO PONTO DE FRONTEIRA

64. Durante a sessão presencial da AP 009/2008, realizada na cidade de Campo Grande, uma questão explorada pelos expositores foi a possibilidade da transferência do ponto de fronteira com a Rede Básica, de Jupiá para Campo Grande, uma vez que tal alteração traria um alívio das perdas técnicas da Enersul e, conseqüentemente, uma redução tarifária. Os expositores chegaram a levantar a hipótese de que

(Fl. 14)

tal alteração traria uma redução tarifária de aproximadamente **10%**. Entretanto, e mesmo sendo a perda técnica da Enersul bastante elevada no nível de tensão 138 kV, essa alteração do ponto de fronteira impacta, nas tarifas, de forma muito menos significativa do que foi cogitado, como descrevo a seguir.

65. Segundo apurou a SRD, as **perdas técnicas totais** são da ordem de **237.654 MWh**, ou **5,76%** da energia injetada no sistema de distribuição da Enersul (Nota Técnica nº 0068/2008-SRD/ANEEL).

66. Outrossim, a SRE solicitou que a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT apurasse as perdas **especificamente nos circuitos Jupiá-Campo Grande** junto ao ONS e à CCEE. Na apuração encaminhada pela SRT, as perdas **medidas** nos quatro circuitos Jupiá-Campo Grande, nos últimos 12 meses, de janeiro a dezembro de 2007, foram de **59.096,21 MWh**.

67. Logo, a alteração do ponto de fronteira reduziria as perdas técnicas apuradas pela SRD para **178.557,78 MWh**, ou **4,33%** da energia injetada. A redução de **1,43%** da perda técnica regulatória diminuiria o reposicionamento tarifário em **0,87%**, ou seja, valor bastante inferior aos 10% cogitados durante a audiência.

68. Ademais, não há previsão legal para a alteração pretendida. O art. 3º da Resolução nº 067, de 2004, define que integram a Rede Básica apenas as linhas de transmissão em tensão igual ou superior à 230 kV. Complementarmente, um dos quatro circuitos Jupiá-Campo Grande é de propriedade da Enersul e faz parte dos ativos vinculados à concessão de distribuição de energia elétrica. Assim, apurar perdas nesses circuitos e atribuí-las à Rede Básica contrariaria o comando legal de separação das atividades de distribuição e transmissão de energia.

69. Quanto ao argumento de que tais linhas teriam função sistêmica, a apuração das medições verificou que, na verdade, praticamente não há fluxo nas referidas linhas para atender a cargas que não sejam da própria Enersul. As linhas Jupiá-Campo Grande não têm função de intercâmbio, o que de fato ocorre é que o carregamento de tais linhas depende do intercâmbio Sul-Sudeste, mas são utilizadas apenas para atendimento das cargas da Enersul.

DÉFICIT RELATIVO AO PROGRAMA LUZ PARA TODOS

70. Pela metodologia estabelecida na Resolução nº 294, de 2007, foi calculado um déficit no valor de **R\$ 20.523.971,66** relativo às novas redes implementadas para atendimento das metas do Programa Luz para Todos. Complementarmente, a Enersul vem incorporando redes particulares necessárias à execução desse programa. Como os investimentos e custos operacionais necessários à incorporação de tais redes não estavam contemplados na tarifa, foi apurado um déficit adicional de **R\$ 7.791.956,61**.

71. No último reajuste da Enersul já havia sido considerado o valor financeiro de **R\$ 9.325.421,44** relativo ao déficit do Programa Luz Para Todos. Dessa forma, do déficit agora calculado foi descontado o valor reconhecido no último reajuste, atualizado pelo IGP-M, resultando num valor final de **R\$ 18.178.212,47**.

72. O quadro a seguir mostra todos os componentes financeiros da Revisão Tarifária da Enersul, excluídos os ajustes financeiros decorrentes do recálculo da Revisão de 2003.

(Fl. 15)

Quadro 6 – Componentes financeiros da 2ª Revisão Tarifária da Enersul

COMPONENTES FINANCEIROS	
Programa Luz Para Todos	10.386.255,85
Déficit em função da incorporação de redes particulares para atendimento do PLPT	7.791.956,61
Campanha de Medidas	103.235,00
Laudo de Avaliação	306.449,04
CVA em processamento	(2.141.633,66)
CVA Saldo a Compensar	3.363.602,74
Encargos Transmissão - Conexão	2.733.177,84
Parcela de Ajuste RB e RBF	528.144,63
Parcela de Ajuste Conexão	235.690,59
Previsão de Subsídio Consumidores Baixa Renda	3.361.166,00
Exposição entre submercados	(199.495,78)
Sobrecontratação	(4.718.866,23)
Previsão Aquicultores e Irrigantes	910.555,14
Previsão Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Consumidor Livre	1.963.170,00
Previsão Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Uso Geração	2.897.616,00
Subsídio Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Consumidor Livre - Últimos 12 meses - Memo 314/2008-SFF	2.005.714,89
Subsídio Aquicultores e Irrigantes - Últimos 12 meses	1.029.541,96
Recálculo IRT 2007 - Bolha Proinfa	1.895.591,24
Previsão Auto Produtor e Produtor Independente	555.841,68
Fontes Incentivadas - REN 077/2004 - Uso Geração	2.584.720,93
TOTAL COMPONENTES FINANCEIROS	35.592.434,47

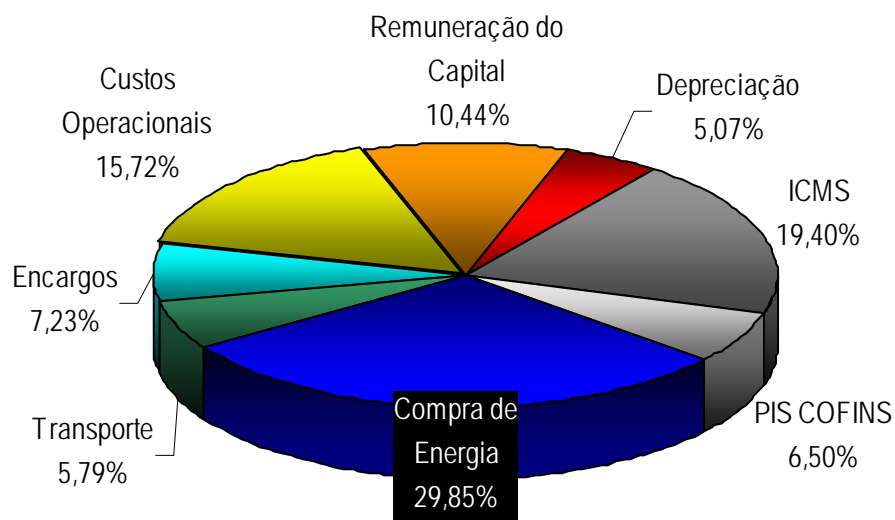
AValiação dos Resultados Obtidos

73. O gráfico a seguir mostra o percentual da receita da Enersul que é destinado a: compra de energia; encargos de transmissão e uso do sistema de distribuição; remuneração e depreciação dos investimentos; custos operacionais; encargos setoriais; e tributos incidentes sobre a receita – PIS/PASEP, COFINS e ICMS.

(Fl. 16)

Figura 2

Composição da Receita Bruta



74. Na construção do gráfico acima foram utilizadas as alíquotas médias, por dentro, de **19,40%** para o ICMS e **6,50%** para o PIS/PASEP e COFINS.

75. O quadro a seguir sintetiza o reposicionamento tarifário. A primeira coluna traz o valor calculado de cada uma das componentes que forma a receita requerida pela distribuidora, a segunda mostra como cada item contribui para a formação final do índice de reposicionamento tarifário e, finalmente, a terceira e a quarta colunas mostram a participação percentual de cada uma das componentes na receita requerida pela concessionária na revisão tarifária e no último reajuste tarifário anual.

(Fl. 17)

Quadro 7 – Resumo da 2ª Revisão Tarifária da Enersul

REVISÃO TARIFÁRIA DA ENERSUL	Valor Revisão (R\$)	Participação no Reposicionamento	Participação na Receita	
			Revisão Tarifária 2008	Último Reajuste Tarifário
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	26.498.613	0,07%	3,00%	2,76%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	26.846.767	-0,18%	3,03%	3,05%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.674.437	-0,02%	0,30%	0,30%
Reserva Global de Reversão – RGR	14.161.542	0,05%	1,61%	1,45%
Proinfa	8.013.284	0,20%	0,91%	0,65%
ONS	41.119	0,00%	0,00%	0,00%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	70.504	-0,05%	0,01%	0,06%
P&D e Eficiência Energética	8.259.988	-0,08%	0,93%	0,96%
Total de Encargos Tarifários	86.566.254	-0,01%	9,79%	9,23%
Despesa com o uso do Sistema de Distribuição	6.461.384	0,02%	0,73%	0,67%
REDE BÁSICA	34.692.150	0,09%	3,92%	3,61%
CONEXÃO	17.971.021	0,16%	2,03%	1,76%
TRANSPORTE ITAIPU	5.493.617	0,13%	0,62%	0,45%
MUST ITAIPU	4.715.794	0,14%	0,53%	0,37%
Total do Transporte de Energia	69.333.966	0,54%	7,84%	6,86%
Contratos	279.958.972	3,37%	31,65%	26,48%
Itaipu	73.420.337	-0,06%	8,30%	7,89%
Exposição de Curto Prazo	2.464.354	0,26%	0,28%	0,00%
Total Compra de Energia	355.843.663	3,57%	40,23%	34,37%
Total Parcela A	511.743.883	4,10%	57,85%	50,46%
Total Parcela B	374.164.443	-9,65%	42,30%	49,54%
Outras Receitas	1.284.701	-0,14%	-0,15%	0,00%
Receita Total	884.623.625	-5,69%	100,00%	100,00%
Financeiros Ajuste Revisão 2003	-18.450.388	-2,08%		
Demais Financeiros	35.592.434	4,02%		
Reposicionamento com os financeiros		-3,75%		
Financeiros Retirados Relativos ao Último IRT		-3,43%		
Efeito Médio Para o Consumidor		-7,18%		

76. Os itens que compõem a Parcela A contribuíram com **+4,10%** na formação do índice final de reposicionamento, aí destacado o aumento da despesa com compra de energia que se deve, principalmente, ao incremento do montante contratado, à variação do IGP-M e IPCA no período (principalmente o IGP-M que é o indexador dos contratos e que variou 8,71% no período), e aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, com início de suprimento em 2008 e 2009, que são mais caros. O aumento

(Fl. 18)

do montante contratado se deve ao crescimento projetado do mercado e ao reposicionamento do nível de perdas regulatórias.

77. Ressalte-se que apesar do aumento dos custos da Parcela A, que contribuiu para a composição do índice final de reposicionamento em **+4,10%**, a redução da Parcela B, correspondente aos custos gerenciáveis pela concessionária, contribuiu em **-9,65%** para a formação do índice final, o que permitiu que o nível econômico das tarifas da Enersul fosse reduzido em **-5,69%**.

78. Dos **-9,65%** de redução da Parcela B, **-4,56%** são referentes aos valores da Parcela B acumulados no período entre revisões, devido à metodologia de cálculo da Parcela B por diferença entre a Receita da Concessionária (RA0) e o somatório dos itens da Parcela "A". Os outros **-5,09%** se referem aos ganhos de produtividade observados, à redução do WACC e ao novo tratamento das obrigações especiais.

II. DO DIREITO

79. A presente decisão tem amparo legal considerando: o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e a explícita remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V deste; o art. 21 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; e Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 001/97.

III. DA DECISÃO

80. Diante do exposto, e do que consta do processo nº 48500.004310/2006-30, em especial nas Notas Técnicas nº 027 e nº 090/2008-SRE/ANEEL, e nas contribuições colhidas na Audiência Pública nº AP 009/2008, decido pela aprovação dos resultados provisórios, excetuando-se a base de remuneração regulatória, que é definitiva, da 2ª Revisão Tarifária Periódica da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul – Enersul, de acordo com a Resolução e respectivos Anexos, ambos em anexo, a seguir detalhados:

- (i) reposicionamento tarifário de **-5,69%**, que computados os componentes financeiros externos à revisão, de **1,94%**, e retirados os componentes financeiros do ciclo 2007/2008, de **-3,43%**, representa um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-7,18%** (sendo em **Baixa Tensão -8,80%** e, em **Alta Tensão, -12,83% no A3, -5,05% no A3a e -4,64% no A4**), a ser aplicado nas tarifas de fornecimento de energia elétrica da Enersul no período de 8 de abril de 2008 a 7 de abril de 2009;
- (ii) componente Xe do Fator X de **0,50%**;
- (iii) componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica no valor de **R\$ 17.142.046,96**, sendo **R\$ 35.592.434,48** relativos aos componentes financeiros da Revisão de 2008 e **-R\$ 18.450.387,51** relativo a parte do ajuste financeiro resultante do recálculo da Revisão Tarifária de 2003, que corrigiu a Base de Remuneração (processos nº 48500.005028/2007-11 e nº 48500.001696/2002-59);
- (iv) valor anual e mensal da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, com vigência no período de abril de 2008 a março de 2009; e
- (v) valores das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD da Enersul, com vigência no período de 8 de abril de 2008 a 7 de abril de 2009.

(Fl. 19)

81. Outrossim, também decido que:

- (vi) a Enersul deverá fazer constar nas faturas de energia elétrica, em separado, o valor relativo ao referido ajuste financeiro resultante do recálculo da Revisão Tarifária de 2003;
- (vii) o saldo remanescente do ajuste financeiro, remunerado pela taxa SELIC, será utilizado no(s) próximo(s) reajuste(s) tarifário(s) para compensar, parcial ou totalmente, os possíveis incrementos tarifários, sempre que existir saldo suficiente para tanto; e
- (viii) em qualquer situação, o saldo remanescente do ajuste financeiro deverá ser completamente utilizado até o período tarifário que irá de 8 de abril de 2010 a 7 de abril de 2011, inclusive.

82. Por fim, decido determinar que a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE fiscalize o nível de perdas técnicas da Enersul, em especial em 138 kV, identificando se existem medidas de cunho técnico que a concessionária já poderia ter adotado para minimizar essas perdas, de tal sorte que os resultados dessa fiscalização também possam subsidiar, em tempo hábil, eventual proposição da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, à Diretoria, para as metas de perdas técnicas regulatórias a serem consideradas no próximo processo tarifário da concessionária.

Brasília, 7 de abril de 2008.

ROMEU DONIZETE RUFINO

Diretor