

Em 22 de março de 2005.

Processo: 48500.000671/05 -35

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S. A. – ENERSUL, das tarifas de compra e venda de energia elétrica entre a ENERSUL e a Centrais Elétricas de Goiás – CELG, bem como das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, atualização da receita anual de instalações de conexão referentes à Companhia de Transmissão Paulista – CTEEP, à ELETROSUL Centrais Elétricas S/A e à COPEL Transmissão S/A., fixação dos valores da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, relativas a ENERSUL.

I. DO OBJETIVO

Apresentar os detalhes do reajuste tarifário contratual, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, referente à Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S. A. – ENERSUL, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima de seu Contrato de Concessão nº 01/97-ANEEL, firmado com a União em 4 de dezembro de 1997, bem como dar conhecimento dos resultados finais da primeira Revisão Tarifária Periódica da ENERSUL.

II. DOS FATOS

2. A ENERSUL, atualmente, atende a **645.529** consumidores (dados do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, de dezembro de 2004), assim distribuídos:

Distribuição dos consumidores finais da ENERSUL

Classe de Consumo	Número de Consumidores	Percentual
RESIDENCIAL	528.207	81,83%
INDUSTRIAL	4.398	0,68%
COMERCIAL	54.612	8,46%
RURAL	51.199	7,93%
PODER PÚBLICO	6.054	0,94%
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	204	0,03%
SERVIÇOS PÚBLICOS	675	0,10%
CONSUMO PRÓPRIO	180	0,03%
RESIDENCIAL	645.529	100,00%

Aspectos Contratuais

3. Em 4 de dezembro de 1997, foi assinado o Contrato de Concessão nº 01/97, entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S. A. - ENERSUL. Esse contrato tem por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica da concessão de que é titular a citada concessionária.

4. O mencionado contrato prevê, na Terceira Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual para o reajuste das tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica conforme Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima.

5. A ANEEL, por meio da Resolução nº 44, de 1º de fevereiro de 2001, estabeleceu as diretrizes e condições para os contratos iniciais e definiu no inciso I do art. 2º que as tarifas de compra e venda de energia elétrica vinculadas aos montantes de energia e demanda de potência para tal contrato serão homologadas por resolução específica da ANEEL. A ENERSUL e a Companhia Energética de Goiás – CELG, assinaram o contrato de suprimento nº TJU/299-CO/06.2002 em 3 de julho de 2002.

6. A Resolução ANEEL nº 45, de 1º de fevereiro de 2001, estabeleceu os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais entre a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL e a Companhia Energética de Goiás – CELG.

7. Em 31 de março de 2005, através correspondência CT-PR-12/05, a ENERSUL encaminhou resposta à Superintendência de Concessões e Autorizações de Transmissão – SCT/ANEEL, em atendimento ao Fax nº 082/2005-SCT/ANEEL, de 30 de março de 2005, que solicitava à ENERSUL convocação para assinatura de Termos Aditivos aos Contratos de Concessão em cumprimento ao disposto nos artigos 36 e 43 do Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, conforme abaixo:

“Manifestamos nossa intenção de firmar, antes do próximo dia 06 de abril de 2005, o Termo Aditivo em questão, mediante as condições acordadas em reunião realizada ontem, 30 de março de 2005, com presença dos Diretores dessa Agência.”

8. Os quadros abaixo detalham o período e a data de assinatura dos contratos entre a ENERSUL e as suas supridoras.

SUPRIDORAS	CONTRATO			
	INÍCIO	TÉRMINO	NÚMERO CONTRATO	DATA ASSINATURA
Compras de Contratos Iniciais - MWh				
TRACTEBEL ENERGIA S/A	1/9/1998	31/12/2005	30080004	1/9/1998
CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	1/1/2001	31/12/2005	S/Nº	3/6/2002
CAIUÁ SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A	1/1/2001	31/12/2005	S/Nº	21/3/2002
CEMAT-CENTRAIS ELÉTRICAS MATOGROSSENSES S/A	1/1/2001	31/12/2005	S/Nº	21/3/2002

SUPRIDORAS	CONTRATO - CCEAR			
	INÍCIO	TÉRMINO	NÚMERO CONTRATO	DATA ASSINATURA
Compras de Contratos Bilaterais (terceiros) - MWh				
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	1/7/2004	31/12/2004	Contrato nº 15.068	7/5/2004
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	1/7/2004	31/12/2004	Contrato nº 15.069	7/5/2004
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	1/7/2004	31/12/2004	Contrato nº 15.117	2/6/2004
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	1/7/2004	31/12/2004	Contrato nº 15.118	2/6/2004
TRACTEBEL ENERGIA S/A	1/7/2004	31/12/2004	TBLE-04.081-CVE-D	28/5/2004
TRACTEBEL ENERGIA S/A	1/7/2004	31/12/2004	TBLE-04.082-CVE-D	28/5/2004
FAFEN ENERGIA S/A	1/7/2004	31/12/2004	Contrato nº C 12_04	7/5/2004
FAFEN ENERGIA S/A	1/7/2004	31/12/2004	Contrato nº C 13_04	7/5/2004
CEEE-COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº 28/2004 8248S	16/12/2004
CESP - COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº62/2004 8282SE	16/12/2004
CHESF-COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO S.FRANCISCO	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº96/2004 8316NE	16/12/2004
COPEL GERAÇÃO S/A	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº130/2004 8350S	16/12/2004
DUKE PARANAPANEMA/CGEEP	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº164/2004 8384SE	16/12/2004
ELETRONORTE-CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº198/2004 8418N	16/12/2004
EMAE-EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº232/2004 8452SE	16/12/2004
ESCELSA - ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº266/2004 8486SE	16/12/2004
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº300/2004 8547S-8548SE	16/12/2004
LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A	1/1/2005	31/12/2012	CCEAR Nº334/2004 8588SE	16/12/2004

Compras de Contratos Bilaterais (Partes Relacionadas) - MWh				
ENERTRADE I	1/1/2003	31/12/2012	Registrado no SINERCON sob o nº6051	23/12/2002
ENERTRADE II	1/12/2003	31/12/2005	Enertrade C 100_03 Registrado no SINERCON sob o nº7132	18/11/2003
COSTA RICA ENERGÉTICA LTDA	1/3/1999	3/12/2027	PJU/279-CO/03.99	1/3/1999
CASTELO ENERGÉTICA S/A - CESA	17/2/2004	3/12/2027	PJU/458-CO/11.2002	1/11/2002

Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE

9. A Resolução nº 632, de 21 de dezembro de 2001, considerou a recomposição tarifária extraordinária, a título de compensação plena da perda de receita da concessionária verificada durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica - PERCEE, da Energia Livre no mesmo período e do passivo da "Parcela A" no período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001. A recomposição foi estabelecida mediante a aplicação dos percentuais de reajuste de **2,9%** para a classe Residencial B1 e Rural B2, **7,9%** para as demais classes, excluídos consumidores de Baixa Renda, Serviços Executados e para os suprimentos entre empresas.

10. Em 3 de maio de 2002, foi publicada a Resolução nº 247, alterando os percentuais de reajuste da recomposição tarifária extraordinária, de **7,9%** para **2,9%**, aos consumidores integrantes da Classe Rural – Subgrupos B2 – Cooperativa de Eletrificação Rural, Serviço Público de Irrigação e os consumidores integrantes da Classe Iluminação Pública – Subgrupos B4 – Iluminação Pública, decorrente do disposto nos incisos II e III do parágrafo 1º do art. 1º da Resolução nº 130, de 2 de maio de 2002, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGE.

11. A Resolução nº 510, de 12 de setembro de 2002, homologou as tarifas de energia elétrica, dos consumidores integrantes das Classes Residencial e Rural, em decorrência do Decreto nº 4.359, de 5 de setembro de 2002.

12. 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 nº 666, de 29 de setembro de 2002, e do Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente ao reajuste tarifário anual da ENERSUL, 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.

13. Em 1º de janeiro de 2004, a Resolução Normativa nº 001, alterou os prazos máximos de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de distribuição, conforme determinação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O prazo máximo fixado para a ENERSUL é de **73 meses**, a partir de dezembro de 2001.

14. A referida resolução retificou o montante homologado pela Resolução nº 483, de 29 de agosto de 2002, relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (energia livre), durante a vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, no período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002.

Proposta de Reajuste Tarifário pela Concessionária

15. Em 25 de fevereiro de 2005, por meio de CT-PR-8/05, a ENERSUL, encaminhou à ANEEL solicitação do índice de reajuste tarifário de **24,21%**, a vigorar a partir de 8 de abril de 2005. A ENERSUL considerou no cálculo do reajuste tarifário o Fator X de **1,35%**.

16. O reajuste tarifário solicitado teve a seguinte composição:

- a) Índice de Reajuste Tarifário – IRT de **9,77%**;
- b) Delta PB de **4,62%**;
- c) conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA’s em processamento e diferida, conforme legislação em vigor, de **5,06%**;
- d) Passivo Financeiro do PIS e da COFINS, de **4,04%**;
- e) Recomposição de Subsídios – Resolução nº 77/2004, de **0,29%**; e
- f) Despesa Financeira – CUSD CAIUÁ e CEMAT, de **0,43%**.

17. A ENERSUL, além da utilização dos Atos Legais que definiram os itens das Parcelas **A** e **B** da Receita Anual (RA), adotou o IGP-M do período de referência (abril de 2004 a março de 2005) com variação de **10,69%**, sendo o mês de março estimado em **0,45%**, e os demais, realizados e estabelecidos pela Fundação Getúlio Vargas – FGV.

III. DA ANÁLISE

Efeito da Primeira Revisão Tarifária Periódica de 2003 no Reajuste Tarifário Anual de 2004 e de 2005

18. Os resultados da primeira revisão tarifária periódica da ENERSUL de 2003 apresentados na Resolução Homologatória n.º 167, de 7 de abril de 2003 e na Resolução Homologatória n.º 84, de 7 de abril de 2004, eram provisórios, em função de que a base de remuneração não havia sido validada.

19. Com a validação da base de remuneração da ENERSUL, conforme Memorando nº 121/2005-SFF/ANEEL, de 16 de março de 2005, foi possível concluir a primeira revisão tarifária da concessionária, cujos resultados, constam da Nota Técnica n.º 104/2005-SRE/ANEEL, de 23 de março de 2005, e são: a) reposicionamento tarifário de **50,81%**, b) diferimento de **32,59%** para atender ao princípio da modicidade tarifária, c) acréscimos a Parcela B no valor de **R\$ 46.601.282,39** em função do diferimento, e d) componente X_e **1,2452%**.

20. Dessa forma, o componente X_e foi recalculado de acordo com a metodologia estabelecida pela Resolução nº 55, de 5 de abril de 2004, apresentando o valor de $X_e = 1,2452%$, que ficará definitivo até a próxima revisão. Nessas condições, o Fator X no valor de **2,6838%**, sendo a componente $X_e = 1,2452%$, $X_c = 0,0%$ (Índice ANEEL de satisfação do Consumidor = **61,92**) e $X_a = 1,3165%$ (Variação em 12 meses do IGP-M = **11,1209%** e variação em 12 meses do IPCA = **7,5254%**), resultando em percentual de **8,4371%**, a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária.

21. No cálculo do Fator X, o componente X_c é calculado pela diferença entre o X_c do ano vigente e o X_c considerado no reajuste anterior, em razão de que o X_c tem caráter temporário, refletindo a avaliação que o consumidor faz da concessionária em cada ano do período tarifário. Tal procedimento visa a evitar incidência cumulativa de penalidade ou benefício decorrente da aplicação do componente X_c .

22. Tendo em vista que o último IASC disponível é o mesmo utilizado para o cálculo do X_c do último reajuste tarifário, no atual reajuste a referida diferença é nula. Conseqüentemente, o componente X_c será igual a zero ($X_c = 0,00%$) para o reajuste tarifário anual de 2005, da ENERSUL.

23. No reajuste tarifário anual de 2004 havia sido aplicado como acréscimo a Parcela B o valor provisório de **R\$ 28.389.414,05** (que correspondia ao diferimento entre o reposicionamento provisório de 2003, de **42,26%** e o percentual do reajuste tarifário anual estimado de **32,59%**). Assim, foi necessário inicialmente calcular a diferença no reajuste tarifário anual de 2004 em função da substituição do acréscimo a Parcela B do valor provisório de **R\$ 28.389.414,05** pelo valor definitivo de **R\$ 46.601.282,39**, bem como da utilização do valor definitivo do componente X_e . Essas substituições alteraram o valor do índice de reajuste tarifário anual de 2004 da ENERSUL de **11,19%** para **14,21%**.

24. Esse fato gera, a favor da concessionária, um efeito econômico de **R\$ 19.699.711,68** a ser acrescentado à receita realizada (Rao) do reajuste de 2005 e um efeito financeiro (efeito econômico atualizado pelo IGP-M) de **R\$ 20.237.162,75**, a ser pago pelos consumidores nos doze meses subsequentes ao reajuste de 2005. Adicionalmente, o valor de **R\$ 46.601.282,39** foi corrigido pela diferença entre o IGP-M acumulado, no período de abril de 2003 a março de 2004, e o X_a de 2004, resultando em **R\$ 49.104.144,06** e esse valor será acrescido a Parcela B neste reajuste tarifário anual de 2005.

Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2005

25. O reajuste tarifário total da ENERSUL, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação em 8 de abril de 2005, tendo como base o período de abril de 2004 a março de 2005, resultou em **20,69%**, sendo composto do seguinte:

- a) Índice de Reajuste Tarifário Anual Contratual de **14,81%**;
- b) Compensação do saldo positivo da CVA de **2,75%**, sendo:
 - CVA 2005 = **1,09%**;
 - CVA diferida (cobertura de 50%) = **2,10%**;
 - CVA Saldo Ano Anterior = **0,21%**;
 - CVA de Energia = **-0,65%**.
- c) **0,07%** relativo ao passivo regulatório da contribuição PIS/COFINS da TRACTEBEL;
- d) **0,01%** relativo ao passivo regulatório da contribuição PIS/COFINS da CESP;
- e) Financeiro CUSD/CAIUÁ, de **0,30%**;
- f) Recomposição de Subsídio Res nº 77/2004 de **0,29%**;
- g) Ajuste da Revisão Tarifária Periódica de 2003 de **2,47%**.

26. O Índice de Reajuste de **20,69%** foi calculado considerando a aplicação do IGP-M acumulado no período de referência com variação de **11,1209%**, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas; do qual foi deduzido o Fator X no valor de **2,6838%**, sendo a componente $X_e = 1,2452%$, $X_c = 0,0%$ (Índice ANEEL de satisfação do Consumidor = **61,92**) e $X_a = 1,3165%$ (Variação em 12 meses do IGP-M = **11,1209%** e variação em 12 meses do IPCA = **7,5254%**), resultando em percentual de **8,4371%**, a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária.

27. A SRE elaborou um Balanço Energético para o período de referência do reajuste em análise, contendo as informações físicas apresentadas neste reajuste e referentes à geração própria, compras pelos contratos iniciais, compras bilaterais e vendas de energia firme, conforme quadro a seguir:

BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS FÍSICAS NO IRT			
	BALANÇO	Total	
1.	Geração Própria - MWh	273.986	(1)
	ENERSUL G	273.986	
2.	Compras - Contratos Iniciais - MWh	1.864.065	(2)
	CESP	50.820	
	CAIUA	14.037	
	TRACTEBEL	1.080.543	
	CEMAT	5.531	
	ITAIPU	713.135	
3.	Compras - Contratos Bilaterais - MWh	1.419.672	(3)
	COSTA RICA	90.491	
	ENERTRADE C100	463.536	
	ENERTRADE	281.101	
	PCH PARAÍSO	116.057	
	Leilão 2004	189.845	
	Leilão 2005 - CCEAR	272.387	
	CP - SPOT	6.256	
4.	Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)	3.557.724	(4)=(1)+(2)+(3)
5.	Fornecimento - MWh	2.824.848	(5)
6.	Suprimento - MWh	6.766	(6)
7.	Totais de Vendas - MWh (MERCADO)	2.831.614	(7)=(5)+(6)
8.	Perdas Regulatórias (REVISÃO)	22,72%	(8)
9.	Perdas Regulatórias - MWh (PERDAS)	643.436	(9)=(8)*(7)
10.	Energia Requerida - MWh (REQUERIDA)	3.475.050	(10)=(7)+(9)
11.	Disponibilidade Líquida (SOBRAS)	82.674	(11)=(4)-(10)

28. Observa-se pelo Balanço acima que a empresa apresenta sobra de energia elétrica de **82.674 MWh**, sendo tais sobras comercializadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Esse valor foi abatido dos montantes da energia elétrica provenientes dos Contratos Bilaterais, proporcionalmente ao peso de cada contrato.

29. A SRE, por meio do Memorando nº 343/2004-SRE/ANEEL de 20 de julho de 2004, encaminhou à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, solicitação para efeito do reajuste tarifário anual da ENERSUL, das informações referentes a RGR, RGR Ajuste, Montantes e Preços de Contratos Bilaterais Relacionados, PERCEE, CVA e Certificado de Adimplência em cumprimento às disposições contidas no art. 7º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que trata dos recolhimentos das parcelas exigidas pela legislação atual.

30. Não está sendo considerado passivo financeiro para PIS/PASEP e para COFINS como decorrência da mudança de alíquotas e de base de cálculo desses tributos estabelecida pelas Leis nº 10.637/02, nº 10.833/03 e nº 10.865/04, tendo em vista a não validação da SFF por falta de informações.

31. Estão sendo contemplados neste reajuste os montantes relativos ao PIS/PASEP e à COFINS do período de dezembro de 2002 a março de 2005, que deverão ser contabilizados pela ENERSUL como passivos regulatórios, conforme orientação estabelecida no Ofício Circular nº 302/2005-SFF/ANEEL, referente às supridoras a seguir discriminadas:

Supridora	PIS	COFINS	Total em R\$
CESP	56.264,01	49.334,50	105.598,51
TRACTEBEL	18.395,69	563.508,49	581.904,18

32. Tendo em vista a incoerência dos valores informados pela ENERSUL na relação receita/créditos para efeitos de apuração do PIS/COFINS a recolher, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF concluiu pela não validação dos números, conforme memorando nº 147/2005-SFF/ANEEL, de 24 de março de 2005. Os valores não reconhecidos nas tarifas deste reajuste tarifário anual serão repassados no próximo reajuste tarifário, após validação da SFF.

33. A partir do mês de janeiro de 2003 estão sendo considerados na apuração dos custos dos Serviços e Encargos de Transmissão os montantes provenientes da liberação de 25% dos Contratos Iniciais, segundo regulamentação vigente e de acordo com as cláusulas e os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST, constantes do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, celebrado entre o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e a ENERSUL.

34. No parágrafo único, do art. 4º, da Resolução ANEEL nº 358/2002, estabelece: “O uso do Sistema de Transmissão correspondente à injeção de potência oriunda de ITAIPU na Rede Básica, será contratado nos CUST's dos Agentes de Distribuição, na proporção de suas respectivas quotas-partes”.

35. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio de Memorando nº 139/2005-SFF/ANEEL, de 23 de março de 2005, validou o saldo de **R\$ 8.085.621,65** relativo à CVA, conforme quadro abaixo:

SALDO DA CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO – CVA ATÉ O 30º DIA ANTERIOR AO REAJUSTE TARIFÁRIO		
CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO	DISPOSITIVO LEGAL	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis – CVA_{ccc}	Res. nº 492, 20/11/01.	7001906,21
Conta de Itaipu – CVA_{Itaipu}	Res. nº 491, 20/11/01.	-3424114,30
Conta de Transporte Itaipu – CVA_{transporte}	Res. nº 493, 20/11/01.	310068,19
Conta de Compensação de Variação da Rede Básica – CVA_{RB}	Res. nº 494, 20/11/01.	1005856,49
Conta de CFURH – CVA_{CFURH}	Res. nº 495, 20/11/01.	41286,40
Conta dos Valores do Encargo de Serviços do Sistema – CVA_{ESS}	Res. nº 089, 18/02/02.	1788774,09
Conta de Desenvolvimento Energético - CVA_{CDE}	Res. nº 184, 09/04/03.	1.361.844,57
CVA até o 30º dia anterior		8.085.621,65

36. O saldo de **R\$ 8.085.621,65** considerado neste reajuste foi remunerado pela taxa de juros SELIC até o quinto dia útil anterior ao reajuste tarifário, totalizando o montante de **R\$ 8.175.810,97**, conforme demonstrativo a seguir:

SALDO DA CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO – CVA ATÉ O QUINTO DIA ÚTIL ANTERIOR AO REAJUSTE TARIFÁRIO

CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO	DISPOSITIVO LEGAL	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis – CVA_{CCC}	Res. nº 492, 20/11/01.	7.080.007,46
Conta de Itaipu – CVA_{Itaipu}	Res. nº 491, 20/11/01.	-3.462.307,848
Conta de Transporte Itaipu – CVA_{transporte}	Res. nº 493, 20/11/01.	313.526,78
Conta de Compensação de Variação da Rede Básica – CVA_{RB}	Res. nº 494, 20/11/01.	1.017.076,10
Conta de CFURH – CVA_{CFURH}	Res. nº 495, 20/11/01.	41.746,92
Conta dos Valores do Encargo de Serviços do Sistema – CVA_{ESS}	Res. nº 089, 18/02/02.	1.808.726,59
Conta de Desenvolvimento Energético - CVA_{CDE}	Res. nº 184, 09/04/03.	1.377.034,97
CVA até o 5º dia anterior		8.175.810,97

37. O valor da CVA calculada acima, atualizada até o quinto dia útil da data do reajuste tarifário, nos termos da Portaria Interministerial no 25, de 24 de janeiro de 2002 e da Resolução no 89, de 18 de fevereiro de 2002, será corrigida pela aplicação da menor taxa de juros projetada, para o período de 12 (doze) meses subseqüentes à data do reajuste tarifário, entre a taxa SELIC média diária apurada pelo Banco Central do Brasil e a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F, de acordo com a tabela abaixo. (A menor taxa foi a SELIC).

CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO	CVAI / RA1
Conta de Consumo de Combustíveis – CVA_{CCC}	7.749.137,85
Conta de Itaipu – CVA_{Itaipu}	(3.789.530,02)
Conta de Transporte Itaipu – CVA_{transporte}	343.158,15
Conta de Compensação de Variação da Rede Básica – CVA_{RB}	1.113.199,80
Conta de CFURH – CVA_{CFURH}	45.692,41
Conta dos Valores do Encargo de Serviços do Sistema – CVA_{ESS}	1.979.669,05
Conta de Desenvolvimento Energético - CVA_{CDE}	1.507.178,33
CVA Total	8.948.505,58

38. De acordo com o art. 1º da Portaria Interministerial nº 116, de 4 de abril de 2003, o saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” da ENERSUL, cuja compensação foi adiada (CVA diferida), deverá ser compensada em 24 meses subseqüentes ao reajuste tarifário que ocorrer no período de 8 de abril de 2004 a 7 de abril de 2005, tomando-se como base 50% deste montante corrigido nos termos da legislação pertinente para cada um dos dois próximos reajustes anuais a partir de 8 de abril de 2004, ou seja, para o IRT de 2005 está sendo contemplada a 2ª parcela de 50%, conforme demonstrado no quadro a seguir:

ENTRAR APENAS COM OS VALORES DA SELIC E DA BM&F			
SELIC 16,29%	CVA ADIADA - SELIC efetiva	R	CVA ADIADA - Projetada 24 meses
TAX.MED. DI(BM&F) 15,40%		SIM NÃO	
TRFano 16,5540%	29.468.570,51	1.434.672,46	34.432.139,10
COM SPREAD - 1%	A CONCESSIONÁRIA ASSINOU CONTRATO DE FINANCIAMENTO COM BNDES?		
TRFmensal 1,28472001%	DIGITAR "SIM" OU "NÃO" EM E12 ==>		SIM
	CVA ADIADA - TOTAL - Remunerada 24 meses		34.432.139,10
	CONSIDERAR 50% PARA CADA UM DOS DOIS PRIMEIROS REAJUSTES/REVISAO		
	1º Reajuste/Revisão após 8/abr/04	17.216.069,55	Dividir pelo RA1 de 2004
	2º Reajuste/Revisão após 8/abr/04	17.216.069,55	Dividir pelo RA1 de 2005

EMPRESA:		ENERSUL				
CONTADA CVA - VERIFICAÇÃO DO SALDO EFETIVAMENTE COMPENSADO						
Entrada de dados: somente em AZUL						
Valor em R\$ da CVA 5º dia Util	18.542.694,49	Até o 5º dia útil anterior - Calculada no IRT anterior				
IRT TOTAL com CVAs (%)	16,99239%	Concedido no IRT anterior (Inclui todas as CVAs)				
IRT sem CVA em Process (%)	13,96998%	Concedido no IRT anterior (inclui CVA diferida)				
CVA em Processamento (%)	3,02241%	Concedido no IRT anterior				
CVA Diferida (%)	2,59889%	Concedido no IRT anterior (Não entra neste cálculo)				
CVA TOTAL concedida	5,62130%	Concedido no IRT anterior				
Selic Efetiva*	Mês/Ano	Receita Com CVA	Receita Sem CVA	CVA Recebida	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a Compensar
1,01181850	abr/04	57.514.892,91	56.029.039,72	1.485.853,19	18.761.841,36	17.275.988,17
1,01227804	mai/04	58.743.799,94	57.226.198,88	1.517.601,06	17.488.103,53	15.970.502,47
1,01229886	jun/04	56.890.021,37	55.420.311,26	1.469.710,11	16.166.921,46	14.697.211,35
1,01286887	jul/04	54.727.285,72	53.313.448,22	1.413.837,49	14.886.347,90	13.472.510,41
1,01293585	ago/04	54.371.838,78	52.967.183,98	1.404.654,79	13.646.788,83	12.242.134,03
1,01251327	set/04	60.310.372,03	58.752.299,78	1.558.072,25	12.395.323,19	10.837.250,94
1,01213222	out/04	62.417.328,62	60.804.824,76	1.612.503,86	10.968.730,85	9.356.226,98
1,01250989	nov/04	61.798.587,91	60.202.068,74	1.596.519,17	9.473.272,33	7.876.753,17
1,01482825	dez/04	64.070.213,05	62.415.008,19	1.655.204,86	7.993.551,62	6.338.346,75
1,01383880	jan/05	63.008.999,92	61.381.210,69	1.627.789,23	6.426.061,86	4.798.272,62
1,01218186	fev/05	59.716.250,00	58.173.526,44	1.542.723,56	4.856.724,49	3.314.000,92
1,01218186	mar/05	63.512.435,74	61.871.640,63	1.640.795,11	3.354.371,60	1.713.576,49
		717.082.025,99	698.556.761,29	18.525.264,71		
* FATOR MENSAL - Fonte: Banco Central do Brasil						

39. Cabe mencionar que o valor da CVA de energia de (R\$ 5.649.962,95) contemplado no reajuste tarifário é provisório, tendo em vista a não validação ainda por parte da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

40. Não está sendo considerado o saldo referente ao Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica - PERCEE, pois segundo informações da empresa a amortização se encerrará em abril de 2005.

41. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 050/2005-SRT/ANEEL, de 23 de março de 2005, encaminhou os encargos de uso e conexão, relativos a Rede Básica existentes a serem considerados no reajuste tarifário da ENERSUL, conforme detalhes a seguir:

- encargos anuais de Conexão de propriedade da CTEEP, da COPEL Transmissão e da ELETROSUL de acordo com a Resolução nº 70, de 30/6/2004, a serem concatenados no valor de **R\$ 737.837,02**, de **R\$ 130.728,64**, de **R\$ 12.634.391,57**, respectivamente, que atualizados para a data do reajuste da ENERSUL resulta num total de **R\$ 14.633.645,74** ; e

- os encargos de uso da rede básica, no período de referência, totalizam **R\$ 37.850.761,46**.

42. O Reajuste das tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD será tratado de acordo com a Resolução nº 790, de 24 de dezembro de 2002, que estabelece a metodologia para o cálculo do reajuste das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica aplicáveis a unidades consumidoras.

43. Considerando que este reajuste foi calculado de acordo com as disposições do aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Decreto n.º 5.163/2004, e este aditivo estabelece que as tarifas homologadas pela ANEEL não contemplam as despesas efetivamente incorridas pela concessionária com PIS/PASEP e COFINS. Desta forma, na resolução homologatória das tarifas está sendo incluída as seguintes disposições:

- a) “fica a concessionária autorizada, a partir de 1º de julho de 2005, a repassar para o valor final da energia elétrica, a exemplo do ICMS, as despesas efetivamente incorridas pela concessionária, no exercício da atividade de distribuição de energia elétrica, com o pagamento de PIS/PASEP e COFINS;
- b) o repasse de que trata o item a) será feito a partir da tarifas de energia elétrica as quais não incluem PIS/PASEP, COFINS e ICMS;
- c) em função de eventual variação mensal da alíquota efetiva de PIS/PASEP e de COFINS e da defasagem entre o valor pago e o valor repassado de PIS/PASEP e COFINS para o valor final da energia elétrica, a concessionária poderá compensar essas eventuais diferenças no valor final da energia elétrica do mês subsequente; e
- d) eventuais diferenças com relação ao passivo de PIS/PASEP e COFINS, já repassados para as tarifas de energia elétrica, que possam surgir em função da interpretação da relação de itens que geram créditos para serem compensados na base tributária, por manifestação da Secretaria da Receita Federal, serão implementas pela ANEEL no próximo reajuste tarifário, enquanto que as eventuais diferenças com relação ao repasse feito pela concessionária serão ajustadas pela mesma de acordo com o mecanismo estabelecido no item c).”

44. Desta forma, as tarifas homologadas para a ENERSUL contemplam no período de 8 de abril a 30 de junho as despesas com PIS/PASEP e COFINS.

45. A tabela a seguir ilustra de forma detalhada as principais diferenças entre o pleito da empresa (24,21%) e o calculado pela SRE (20,69%).

Diferenças verificadas no IRT da ENERSUL			
ITEM	EMPRESA (R\$)	ANEEL (R\$)	MOTIVO
IGP-M	10,69%	11,12%	A empresa utilizou Fator X de 2004 e IGP-M acumulado projetado
Fator X	1,35%	2,68%	
IGP-M - FATOR X	9,34%	8,44%	
RA ₀	697.412.000	694.801.678	Aneel utilizou dados do GTF
Efeito Econômico	-	19.699.712	Não apresentado pela empresa
RA ₀ + Efeito Econômico	697.412.000	714.501.389	Dedução do efeito econômico
ENCARGOS INTRA-SETORIAIS			
RGR	14.058.000	13.702.306	Memorando nº 139/2005-SFF/ANEEL
RGR Ajuste	1.982.000	2.104.736	Memorando nº 139/2005-SFF/ANEEL
TFSEE	1.556.000	1.556.170	NT SRE nº 86, de 16/03/2005
ENERGIA COMPRADA			
Energia Comprada	244.025.386	241.958.062	A empresa aplicou metodologia antiga
ENCARGOS DE TRANSMISSÃO			
CUST ITAIPU	1.370.710	1.366.901	Demanda de Ibiuna e Ivaporã diferente
CONEXÃO	17.718.000	14.633.646	Empresa não atualizou até mar/2005
ONS	80.000	38.306	Fonte divergente
IRT	9,77%	14,81%	
CVA total - %	5,06%	3,36%	Auditados pela SFF
CVA Energia - %	-	-1,18%	Provisório
PIS/COFINS - CESP	0,00%	0,01%	Ofício-Circular nº 302/2005-SFF/ANEEL
PIS/COFINS - Tractebel	0,00%	0,07%	Ofício-Circular nº 302/2005-SFF/ANEEL
PIS/COFINS	4,04%	-	Não validado pela SFF
Financeiro CUSD	0,43%	0,30%	Correção pelo IGP-M
Ajuste Revisão 2003	4,62%	2,47%	NT nº 104/2005-SER/ANEEL
Reajuste Total	24,21%	20,69%	

Realinhamento Tarifário

46. As tarifas de energia elétrica da ENERSUL estão passando por um processo de abertura e realinhamento tarifário (3ª etapa), conforme estabelece o Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003. Os quadros a seguir demonstram o efeito do realinhamento tarifário nos diferentes grupos de consumo.

Grupo	Reajuste Médio Final = 20,69%
	Varição
A2	28,29%
A3	29,30%
A3a	22,26%
A4	22,42%
BT	20,00%

47. Fazem parte desta Nota Técnica todos os quadros que compõem a estrutura do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, e para uma melhor compreensão do processo, apresentamos a seguir, um maior detalhamento da apuração desse índice.

48. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, da ENERSUL para aplicação no período de 8 de abril de 2005 a 6 de abril de 2006 resultou em **14,81%**, dos quais: **3,06%** referem-se à variação de custos da Parcela A e **11,75%** são decorrentes da atualização da Parcela B, em razão da variação do IGP-M no período de abril de 2004 a março de 2005.

49. O VPA total no período de referência da ENERSUL foi reajustado em , conforme demonstrado abaixo, o que representou um percentual de **3,03%** na composição do IRT.

VPA	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VARIAÇÃO NO PERÍODO	PARTICIPAÇÃO NO IRT
	350.179.542	371.844.244	6,19%	3,06%

50. Essa participação no IRT de **3,06%** tem a seguinte composição:

a) Reserva Global de Reversão - RGR

A RGR, no período de referência da ENERSUL, foi reajusta em **-4,96%**, o que representou um percentual de **-0,115%** na composição do IRT.

RGR + AJUSTE	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
TOTAL RGR	16.631.206	15.807.042	-4,96%	-0,115%

RGR	ATOS LEGAIS EM DRA	ATOS LEGAIS EM DRP
RGR	Disp nº 265, de 01/04/2004	Memorando nº 139/2005-SFF/ANEEL
RGR - AJUSTE	Disp nº 266, de 01/04/2004	Memorando nº 139/2005-SFF/ANEEL

b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

A TFSEE, no período de referência da ENERSUL, foi reajustada em **34,05%**, o que representou um percentual de **0,074%** na composição do IRT.

TFSEE	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
TFSEE	1.556.170	2.086.044	34,05%	0,074%

TFSEE - ANO	ATOS LEGAIS EM DRA	ATOS LEGAIS EM DRP
TFSEE	REH 84, de 7/04/2004	NT SRE nº 86, de 16/03/2005

c) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

A CCC, no período de referência da ENERSUL, foi reajustada em **15,43%**. Como consequência desta majoração, houve um incremento de **0,591%** na composição do IRT.

CCC - ANO	VALOR EM DRA	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
CCC	27.389.231	31.614.470	15,43%	0,591%

CCC – ANO	ATOS LEGAIS EM DRA	ATOS LEGAIS EM DRP
CCC	REH nº 3, de 30/10/2004	REN nº 144, de jan/2005

d) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, no período de referência da ENERSUL foi reajustada em **30,93%**. Como consequência desta majoração, houve um incremento de **0,701%** na composição do IRT.

ENERSUL	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
CDE	16.200.532	21.211.508	30,93%	0,701%

ENERSUL	ATOS LEGAIS EM DRA	ATOS LEGAIS EM DRP
CDE	REH nº 12, de 02/02/2004	REN nº 114, de 29/11/2004

e) Energia Comprada – EC

O total de Energia Elétrica Comprada – EC, no período de referência da ENERSUL, teve um incremento, em relação ao IRT anterior, de **3,70%**, o que representou **1,21%**, na composição do IRT.

Energia Comprada	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
1) CESP - CI	3.681.301	1.742.698	-52,66%	-0,271%
2) CAIUÁ - CI	1.016.800	557.628	-45,16%	-0,064%
3) TRACTEBEL - CI	78.272.793	30.776.441	-60,68%	-6,647%
4) CEMAT - CI	400.639	186.002	-54,16%	-0,030%
5) COSTA RICA - BIL	6.173.278	10.434.823	69,03%	0,596%
6) ENERTRADE C100	31.622.433	25.826.650	-18,33%	-0,811%
7) ENERTRADE - BIL	19.176.690	24.569.210	28,12%	0,755%
8) PCH PARAÍSO - BIL	7.917.386	14.184.721	79,16%	0,877%
9) Comp Leilão 2005	31.960.180	68.940.469	115,71%	5,176%
10) Itaipu	53.108.202	64.739.421	21,90%	1,628%
TOTAL	233.329.701	241.958.062	3,70%	1,21%

Energia Comprada	ATOS LEGAIS EM DRA	ATOS LEGAIS EM DRP
1) CESP - CI	REH nº 76, de 7/04/2004	Concatenação
2) CAIUÁ - CI	REH nº 25, de 2/02/2004	REH nº 26, de 31/01/2004
3) TRACTEBEL - CI	REH nº 79, de 7/04/2004	Concatenação
4) CEMAT - CI	REH nº 74, de 7/04/2004	Concatenação
5) COSTA RICA - BIL	IRT 2004	IGP-M
6) ENERTRADE C100	IRT 2004	IGP-M
7) ENERTRADE - BIL	IRT 2004	IGP-M
8) PCH PARAÍSO - BIL	IRT 2004	Memorando nº 139/2005-SFF/ANEEL
9) Comp Leilão 2005	Lei nº 10.848, de 15/03/2004	Lei nº 10.848, de 15/03/2004
10) Itaipu	REN nº 677, de 23/12/2003	REN nº 131, de 23/12/2004

f) Encargos de Transmissão – ET

O total dos ET, compostos de Rede Básica, de Conexão, e de Taxa do ONS, no período de referência da ENERSUL, teve a variação de **7,63%** o que representou um incremento de **0,58%**, na composição do IRT.

ETRB	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
Rede Básica - CI	21.044.288	23.606.043	12,17%	0,359%
Cust Rede Básica	12.301.316	12.877.817	4,69%	0,081%
Cust Itaipu	1.581.568	1.366.901	-13,57%	-0,030%
Transporte Itaipu	3.514.429	3.761.514	7,03%	0,035%
CONEXÃO	16.006.688	14.633.646	-8,58%	-0,192%
ONS	72.026	38.306	-46,817%	-0,005%
CUSD	-	2.473.460		0,346%
TOTAL	54.520.315	58.591.159	7,63%	0,58%

Energia Comprada	ATOS LEGAIS EM DRA	ATOS LEGAIS EM DRP
Rede Básica - CI	Resolução nº 307, de 30/06/2003	REN nº 71, de 30/06/2004
Cust Rede Básica	Resolução nº 307, de 30/06/2003	REN nº 71, de 30/06/2004
Cust Itaipu	Resolução nº 307, de 30/06/2003	REN nº 71, de 30/06/2004
Transporte Itaipu	Resolução nº 307, de 30/06/2003	REN nº 71, de 30/06/2004
CONEXÃO	REH 84, de 7/04/2004	REN nº 70, de 30/06/2004
ONS	Resolução nº 681, de 21/06/2002	REN nº 433, de 23/12/2004
CUSD		

Valores da Parcela B - Custos Gerenciáveis - VPB

51. O IGP-M acumulado no período de referência foi de **11,1209%**, que reduzido do Fator X de **2,6838%**, atingiu o percentual de **8,4371%**, o que representou um incremento de **11,75%** no total do IRT da ENERSUL.

VPB	VALOR EM DRA R\$	VALOR EM DRP R\$	VAR. NO PERÍODO	PARTIC. NO IRT
	364.321.847	448.307.234	23,05%	11,75%

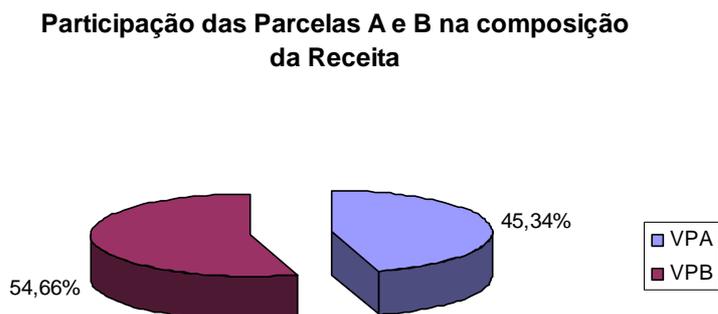
Receita na Data de Referência Anterior (RAo)

52. A SRE considerou no cálculo da Receita Anual para o IRT, referente ao período de abril de 2004 a março de 2005, dados do Gerador de Tarifas de Fornecimento - GTF

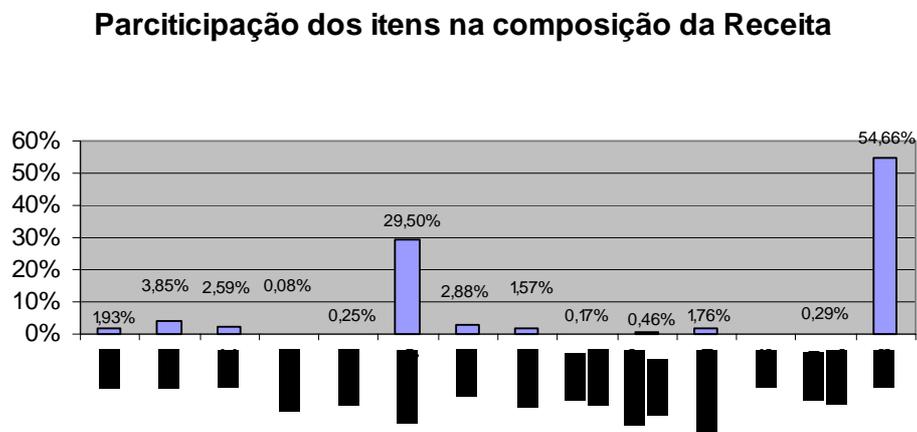
Gráficos

- O Gráfico I – representa a Receita Anual – RA atualizada e quanto é a participação percentual dos itens gerenciáveis (VPB) e não gerenciáveis (VPA) deste total.
- O Gráfico II – tem a mesma finalidade do gráfico I, porém destacando a participação mais detalhada dos itens não gerenciáveis.
- O Gráfico III – representa a participação (peso) dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB), na composição do reajuste tarifário da ENERSUL.

- Gráfico I

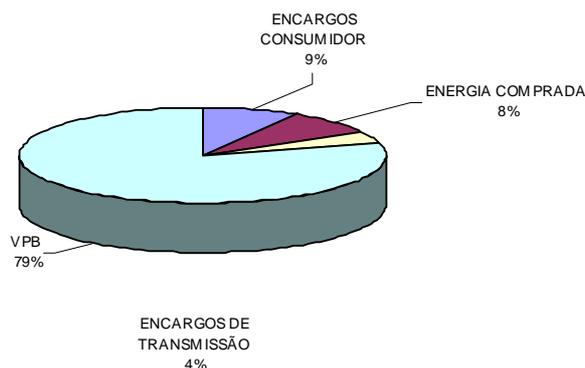


- Gráfico II



- Gráfico III

PARTICIPAÇÃO NA COMPOSIÇÃO DO IRT DA ENERSUL



53. O quadro a seguir, na primeira coluna, demonstra a participação percentual (peso) dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis, na composição do IRT. A segunda coluna demonstra quanto cada item evoluiu de 2005 em relação a 2004. E a terceira coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis:

EMPRESA: ENERSUL			
PARTICIPAÇÃO NO IRT			
ITENS - Parcela A	Participação IRT	Relação 05/04 %	Part. Receita %
RGR	-0,115%	-4,96%	1,927%
CCC	0,591%	15,43%	3,854%
CDE	0,701%	30,93%	2,586%
CFURH	0,015%	19,16%	0,080%
TFSEE	0,074%	34,05%	0,254%
ENCARGOS INTRA-SETORIAIS	1,27%	14,52%	8,70%
1) CESP - CI	-0,271%	-52,66%	0,212%
2) CAIUA - CI	-0,064%	-45,16%	0,068%
3) TRACTEBEL - CI	-6,647%	-60,68%	3,752%
4) CEMAT - CI	-0,030%	-53,57%	0,023%
5) COSTA RICA - BIL	0,596%	69,03%	1,272%
6) ENERTRADE C100 - BIL	-0,811%	-18,33%	3,148%
7) ENERTRADE - BIL	0,755%	28,12%	2,995%
8) PCH PARAISO - BIL	0,877%	79,16%	1,729%
9) Complementemnto Leilão 2005	5,176%	115,71%	8,404%
10) Itaipu	1,628%	21,90%	7,892%
ENERGIA COMPRADA	1,21%	3,70%	29,50%
Rede Básica	0,359%	12,17%	2,878%
Cust Rede Básica	0,081%	4,69%	1,570%
Cust Itaipu	-0,030%	-13,57%	0,167%
Transporte Itaipu	0,035%	7,03%	0,459%
CONEXÃO	-0,192%	-8,58%	1,784%
ONS	-0,005%	-46,82%	0,005%
CUSD - CEMAT/CAIUA	0,335%	0,00%	0,292%
ENCARGOS DE TRANSMISSAO	0,58%	7,63%	7,15%
VPA-DRP - TOTAL ITENS NÃO GERENCIÁVEIS	3,06%	6,23%	45,35%
VPB-DRP - TOTAL ITENS GERENCIÁVEIS	11,75%	23,05%	54,65%
IRT	14,81%		100,00%

54. Este quadro demonstra a evolução dos custos, participação percentual, índice de reajuste e a receita atualizada da ENERSUL.

QUADRO ÍNDICE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT					
		VAL. ANTERIOR - R\$	VAL. ATUAL - R\$	VARIAÇÃO (R\$)	PARTICIPAÇÃO IRT
PARCELA A - Custos não gerenciáveis					
ENC. SETORIAIS	RGR	12.849.330	13.702.306	852.976	
	RGR - Ajuste 2002	3.781.876	2.104.736	(1.677.141)	-0,115%
	CCC	27.389.231	31.614.470	4.225.239	0,591%
	CDE	16.200.532	21.211.508	5.010.976	0,701%
	CFURH	552.388	658.241	105.854	0,015%
	TFSEE	1.556.170	2.086.044	529.874	0,074%
	Subtotal I	62.329.526	71.377.304	9.047.778	1,27%
EM. COMP.	1) CESP - CI	3.681.301	1.742.698	(1.938.603)	-0,271%
	2) CAIUÁ - CI	1.016.800	557.628	(459.172)	-0,064%
	3) TRACTEBEL - CI	78.272.793	30.776.441	(47.496.352)	-6,647%
	4) CEMAT - CI	400.639	186.002	(214.636)	-0,030%
	5) COSTA RICA - BIL	6.173.278	10.434.823	4.261.545	0,596%
	6) ENERTRADE C100 - BIL	31.622.433	25.826.650	(5.795.783)	-0,811%
	7) ENERTRADE - BIL	19.176.690	24.569.210	5.392.520	0,755%
	8) PCH PARAÍSO - BIL	7.917.386	14.184.721	6.267.336	0,877%
	9) Comp Leilão 2005	31.960.180	68.940.469	36.980.289	5,176%
	10) Itaipu	53.108.202	64.739.421	11.631.218	1,628%
Subtotal II	233.329.701	241.958.062	8.628.362	1,21%	
ENC. TRANS	Rede Básica - CI	21.044.288	23.606.043	2.561.755	0,359%
	Cust Rede Básica	12.301.316	12.877.817	576.501	0,081%
	Cust Itaipu	1.581.568	1.366.901	(214.667)	-0,030%
	Transporte Itaipu	3.514.429	3.761.514	247.085	0,035%
	CONEXÃO	16.006.688	14.633.646	(1.373.042)	-0,192%
	ONS	72.026	38.306	(33.720)	-0,005%
	CUSD - CEMAT/CAIUÁ	0	2.393.515	2.393.515	0,335%
Subtotal III	54.520.315	58.677.742	4.157.428	0,58%	
TOTAL		350.179.542	372.013.109	21.833.567	3,06%
PARCELA B - Custos gerenciáveis					
REMUNER. CAPITAL		364.321.847	448.307.234	83.985.386	11,75%
		714.501.389	820.320.343	105.818.953	14,81%

Observação: variação do IGPM em 12 meses == >

11,12%

55. Os quadros abaixo estão anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- a) Quadro Índice do Reajuste Tarifário – IRT 2005
- b) Quadro' Índice do Reajuste Tarifário – IRT 2004'
- c) Quadro I IVI – Índice de Variação de Inflação – IGPM
- d) Quadro II Energia Comprada
- e) Quadro III Encargos Setoriais e de Transmissão
- f) Quadro IV CVAI
- g) Quadro V Rede Básica e CUST da Rede Básica
- h) Quadro VI CONEXÃO
- i) Quadro VII CFURH

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

56. O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

57. O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

58. O disposto no § 1º do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, estabelece que cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL regular as tarifas correspondentes aos Contratos Iniciais.

59. O disposto no § 4º do art. 26 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece que os montantes de energia e demanda de potência dos contratos iniciais deverão ser calculados de acordo com os critérios estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

60. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

V - DA CONCLUSÃO

61. Com base na legislação em vigência, no Contrato de Concessão nº 01/97, no que consta do Processo nº **48500.000671/05 -35** e nos fatos relatados nesta Nota Técnica, conclui-se pela aprovação do Índice de Reajuste Tarifário Anual Contratual, bem como os efeitos oriundos do Processo de Revisão Tarifária Periódica de 2003 (Reposicionamento de **50,81%** e Fator X de **2,6838%**), a ser aplicado às tarifas de fornecimento de energia elétrica da ENERSUL, a fixação dos valores da **Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**, a fixação da receita anual referente às instalações de **Conexão** e a fixação das **Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD** da ENERSUL, a fixação das tarifas de compra e venda de energia elétrica dessa concessionária para CELG, de acordo com os seguintes anexos:

a) Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica para o Sistema Interligado

- **Anexos I, IA e IB** – com vigência no período de 8 de abril de 2005 a 30 de junho de 2005 consideram o índice de **20,69%**, que incorpora o percentual de:

- i) Índice de Reajuste Tarifário Anual Contratual de **14,81%**;
- ii) **2,75%** relativos à Conta de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA total;
- iii) **0,07%** relativo ao passivo regulatório da contribuição PIS/COFINS da TRACTEBEL;
- iv) **0,01%** relativo ao passivo regulatório da contribuição PIS/COFINS da CESP;

v) **0,30%** referente ao financeiro do CUSD (CAIUÁ/ENERSUL);

vi) **0,29%** referente à Recomposição de Subsídio Resolução nº 77/2004;

vii) **2,47%** decorrente dos efeitos da Revisão de 2003.

- Além desse índice supracitado, o **Anexo IA** e o **Anexo IB** incorporam o reflexo da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, estabelecida pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

- **Anexos II, IIA e IIB** – com vigência no período de 1º de julho de 2005 a 7 de abril de 2006, considera o Índice de Reajuste Tarifário de **16,48%**, sem a alíquota do PIS e da COFINS.

- **Anexo III** – contempla somente o reajuste tarifário anual e deverá contituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

b) Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica para o Sistema Isolado

- **Anexos IV, V e III** – para o Sistema Isolado da ENERSUL, com vigência conforme as especificações a seguir:

I – as tarifas constantes do **Anexo IV** estarão em vigor no período de 8 de abril a 30 de junho de 2005 e considera o índice de tarifário de **20,69%**;

II - as tarifas constantes do **Anexo V** estarão em vigor no período de 1º de julho de 2005 a 7 de abril de 2006 e considera o índice de tarifário de **16,48%**, sem a alíquota do PIS e da COFINS;

III – as tarifas constantes do **Anexo III** deverão contituir a base de cálculos tarifários subseqüentes

c) Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD

- **Anexos IIIA, IIIB e IIIC** - Fixam as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com vigência conforme especificações a seguir;

I – as tarifas constantes do **Anexo IIIA** estarão em vigor no período de 8 de abril a 30 de junho de 2005;

II - as tarifas constantes do **Anexo IIIB** estarão em vigor no período de 1º de julho de 2005 a 7 de abril de 2006;

III – as tarifas constantes do **Anexo IIIC** deverão contituir a base de cálculos tarifários subseqüentes

d) Receita Anual referente às instalações de Conexão

- **Anexo VI** - Estabelece, com vigência a partir de 8 de abril de 2005, a receita anual referente às instalações de conexão da Companhia de Transmissão Paulista – CTEEP, da ELETROSUL Centrais Elétricas S/A e da Copel Transmissão S/A, relativas às demais instalações de transmissão dedicadas à ENERSUL.

e) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

- **Anexo VII** - Fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da ENERSUL, referente ao período de abril de 2005 a março de 2006.

f) Passivo Regulatório do PIS/COFINS relativo às supridoras CESP e TRACTEBEL

- **Anexo VIII** – fixa o montante de passivo de PIS/PASEP e COFINS das supridoras CESP e TRACTEBEL, relativo ao período de dezembro de 2002 a março de 2005.

g) Tarifas de Compra e Venda

- **Anexo I** – considera o índice de **17,36%**, da ENERSUL para a **Centrais Elétricas de Goiás – CELG**, com vigência no período de 8 de abril de 2005 a 30 de junho de 2005.

- **Anexo II** – considera um índice de **13,02%**, da ENERSUL para a **Centrais Elétricas de Goiás – CELG**, com vigência no período de 1º de julho de 2005 a 31 de dezembro de 2005.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

55. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Índice de reajuste tarifário, especificado, conforme detalhado na conclusão acima.

Cláudia Natalina Portal de Matos
Técnica em Regulação Econômica

Eduardo de Alencastro
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo:

CESAR ANTONIO GONÇALVES
Superintendente de Regulação Econômica

ANEXOS